



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Electricidad

PROYECTO FIN DE GRADO

COMPARACIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS EN EUROPA

Autor: David Iglesias Herradón

Tutor: Julio Usaola García

Leganés, Febrero de 2014

Título: COMPARACIÓN DE TARIFAS ELECTRICAS

Autor: David Iglesias Herradón

Tutor: Julio Usaola García

EL TRIBUNAL

Presidente: Edgardo Castronouvo

Vocal: José Miguel Reynolds

Secretario: Luis Leonardo Cutz Ijchajchal

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 13de Febrero de 2014 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

INDICE

INDICE.....	3
Glosario de Términos	9
RESUMEN	11
CAPÍTULO 1:.....	13
INTRODUCCIÓN:.....	13
1) SECTOR ELÉCTRICO.....	14
1.2) Estructura del Mercado Eléctrico: Mercado Mayorista y Minorista.....	14
2.1) Agentes en el Mercado	17
2.1.1) Generadores.....	17
2.1.2) Transportista	18
2.1.3) Distribuidores.....	18
2.1.4) Clientes y Consumidores directos	18
2.1.5) Comercializadores	19
2.1.6) Órganos reguladores [6].....	19
2.1.7) Operador del Sistema [11]	21
BIBLIOGRAFIA CAPITULO 1	22
CAPÍTULO 2:.....	23
ESTUDIO TARIFA ELÉCTRICA ESPAÑOLA.....	23
2.1) Sector Eléctrico Español	23
2.2) Mix Eléctrico Español	27
2.3) Marco Regulatorio Tarifario Actual Español (a 2012)	28
2.4) Agentes en el Mercado Español.....	30
2.4.1) Generadores.....	30
2.4.2) Transportista y Operador del Sistema [7]	31
2.4.3) Distribuidores.....	32
2.4.4) Clientes.....	32
2.4.4) Comercializadores	33
2.4.5) Órganos Reguladores [10].....	34
2.4.6) Operador del Mercado: OMIE.....	35
2.5) Tarifas Españolas.....	39
2.5.1) TUR [11] Composición del Cálculo	39
2.5.2) Tarifa Baja Tensión 3.0A.....	41
2.5.3) Tarifas Alta Tensión Industrial 6.X.....	42
2.6) Cálculo Tarifas: Precio Electricidad	43

DOMESTICO: TUR con DH y sin DH [11] [12] [Anexo 2]	44
INDUSTRIAL EN BAJA TENSIÓN: Tarifa 3.0 A	46
INDUSTRIAL EN ALTA TENSION : Tarifa 6.X	47
BIBLIOGRAFIA CAPITULO 2	51
Bibliografía General al documento: CAPITULO 2	52
CAPÍTULO 3:.....	53
ESTUDIO TARIFA ALEMANA.....	53
3.1) Sector Eléctrico Alemán	53
3.2) Mix Eléctrico Alemán	55
<i>Energía Térmica</i>	55
<i>Energía Nuclear</i>	55
Revolución de las renovables Alemanas	56
3.3) Marco Regulatorio Alemán	57
Ley de Energías Renovables (EEG).....	57
Ley de Conservación, modernización y Ampliación de la producción combinada de calor y energía. Calor y electricidad combinados (KWK-G).....	57
Gravamen de Responsabilidad Marina de acuerdo al Párrafo 17 (§17)	57
Gravamen del Párrafo 19 (§19)	58
3.4) Agentes del Mercado Alemán	58
3.4.1) Clientes.....	58
3.4.2) Órganos Reguladores	59
3.4.3) Operador del Mercado.....	59
3.4.4) Operadores del Sistema	62
3.5) Tarifas Alemanas	65
Uso de Red.....	65
a) Determinación de los cargos	65
b) Puntos de consumo sin medida de potencia (perfil de carga)	65
c) El consumo de las unidades de medida de potencia con 1/4 hora (perfil de carga medido).....	66
Cálculo de la empresa transportista media.....	66
3.6) Calculo de Tarifas Eléctricas Alemanas	68
3.6.1)PASOS DETALLADOS	68
3.7) Calculo Tarifas	69
3.7.2) INDUSTRIAL EN BAJA TENSION: Consumidor BT Industrial.....	70
3.7.3) INDUSTRIAL EN ALTA TENSION: Pequeña y Mediana Empresa	71
3.7.4) INDUSTRIAL EN ALTA TENSION: Gran Consumidor	72

BIBLIOGRAFIA CAPITULO 3	76
CAPÍTULO 4:.....	77
ESTUDIO TARIFA ELÉCTRICA FRANCESA.....	77
4.1) Sector Eléctrico Francés y mix eléctrico.....	77
4.2) Agentes en el Mercado Francés	79
4.2.1) Generadores Mix Eléctrico	79
4.2.2) Transportista y Operador del Sistema	82
4.2.3) Distribuidores y Comercializadores.....	82
4.2.4) Clientes.....	83
4.2.5) Órganos reguladores [16].....	84
4.2.6) Operador del Mercado. EEX- EPEX[17]	85
4. 3) Tipos de Tarifas [18]	86
DOMINIO TENSION.....	86
PARTE REGULADA DE LA TARIFA FRANCESA (TURPE)	86
4. 4) Impuestos Franceses a la electricidad.....	92
4.3.1) Domestico	93
'Heures Creuses'.....	94
4.5.1) Cálculo Usuario Doméstico;	95
4.5.2) Cálculo Usuario Industrial de Baja Tensión.....	96
4.5.3) Cálculo Usuario Industrial pequeño de Alta Tensión	97
4.5.4) Cálculo Usuario Industrial de Alta Tensión Gran Consumidor;	98
BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 4	99
Bibliografía General del Capítulo 4.....	99
CAPÍTULO 5:.....	100
ESTUDIO TARIFA INGLESA	100
5.1) Sector Eléctrico Gran Bretaña; Gales, Escocia e Inglaterra	100
5.2) Mix Eléctrico Británico	100
Reino Unido 'brecha energética'	100
5.3) Agentes en el Mercado Ingles	101
5.3.1) Generadores.....	101
5.3.2) Transportista y Operador del Sistema [7]	101
5.3.3) Distribuidores [9].....	102
5.3.4) Órganos reguladores	103
5.3.6) Operador del Mercado.....	104

5. 4) Marco Regulatorio Actual	105
5.5) Cálculo Tarifas: Precio Electricidad	105
5.5.1) Usuario Domestico	105
5.5.2) Usuario Industrial de Baja Tensión.....	106
3.5.3) Usuario Industrial de Alta Tensión [18].....	106
BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 5	109
Términos y Acrónimos Capitulo 5.....	110
CAPITULO 6:.....	111
COMPARACION DE TARIFAS	111
6.1) DATOS EUROSTAT	111
6.2) COMPARACION DE TARIFAS Y SISTEMAS REGULATORIOS (General)	113
6.2.1) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO DOMESTICO	114
6.2.2) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO INDUSTRIAL DE BAJA TENSION	118
6.2.3) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO INDUSTRIAL DE ALTA TENSION.....	121
6.2.4) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO INDUSTRIAL DE ALTA TENSION.....	123
CONCLUSION FINAL.....	127

REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES DE DATOS;

<i>Ilustración 1; Clientes Tipo del TFG [1].....</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 2; Seguimiento del precio horario de la electricidad en tres mercados europeos.</i>	<i>16</i>
<i>Ilustración 3; Esquema del flujo de Electricidad entre algunos agentes del sistema.</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 4; Mapa Europeo con las siglas de los reguladores en cada país [8]</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 5; Operadores del Sistema, Mercado y Reguladores por país [Elaboración propia]</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 6; Evolución del precio de la electricidad frente a otros productos (PwC).....</i>	<i>23</i>
<i>Ilustración 7; Desarrollo temporal de Regulación Española. Informe PwC [].....</i>	<i>24</i>
<i>Ilustración 8; Comparativa de Reguladora. Análisis de PwC.</i>	<i>25</i>
<i>Ilustración 9; Centrales Nucleares en España. Fuente REE, UNESA []</i>	<i>26</i>
<i>Ilustración 10; Autorizaciones temporales ampliación plazo funcionamiento Centrales Nucleares en España. Análisis PwC</i>	<i>26</i>
<i>Ilustración11; Capacidad instalada de generación Datos de REE. Informe Anual, 2012</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 12; Tarifas de Acceso a Red, elaboración propia.....</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 13; Evolución del precio del Término de Potencia, fuente PwC</i>	<i>30</i>
<i>Ilustración 14; Curva Diaria de demanda con estrato energético por cada tecnología. Fuente REE.</i>	<i>30</i>
<i>Ilustración 15; Curva Cargas diarias en invierno y verano, REE</i>	<i>32</i>
<i>Ilustración 16; Tipos de Consumidores tipo, elaboración propia</i>	<i>33</i>
<i>Ilustración 17; Desarrollo temporal del Mercado Eléctrico Nacional. Fuente OMIE.</i>	<i>36</i>
<i>Ilustración 18; Curva de Oferta mercado diario de un día X, energía y sociedad</i>	<i>37</i>
<i>Ilustración 19; Curva de Demanda mercado diario de un día X, energía y sociedad</i>	<i>38</i>
<i>Ilustración 20; Requisitos de Clientes para cada tarifa del TFG</i>	<i>39</i>
<i>Ilustración 21; Comercializadoras Último Recurso.....</i>	<i>41</i>
<i>Ilustración 22; Tarifas de Acceso, Elaboración propia.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 23; Calculo de las horas por periodos estivales. Elaboración Propia.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 24; Cálculo de la TUR. Elaboración Propia.....</i>	<i>44</i>
<i>Ilustración 25; Tabla 7; Calculo de TUR con Discriminación Horaria. Elaboración propia</i>	<i>45</i>
<i>Ilustración 26; Calculo de la Tarifa 3.0A. Cliente Industrial en Baja Tensión. Elaboración propia</i>	<i>46</i>
<i>Ilustración 27; Cálculo de la Tarifa 6.1. Consumidor Industrial pequeño en Alta Tensión. Elaboración propia. .</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 28; Cálculo de la Tarifa 6.4. Consumidor Industrial pequeño en Alta Tensión. Elaboración propia. .</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 29; Evolución de las tecnologías en la generación Alemana. Fuente Wind Works.</i>	<i>53</i>
<i>Ilustración 30; Operadores del Sistema y Transportistas Alemanes.....</i>	<i>54</i>
<i>Ilustración 31; Tipos de Centrales nucleares. Fuente BDEB.....</i>	<i>56</i>
<i>Ilustración 32; Desarrollo de las energías renovables, Fuente BDED</i>	<i>56</i>
<i>Ilustración 33; Perfiles del consumidor tipo seleccionado para el trabajo.....</i>	<i>58</i>
<i>Ilustración 34; Tarifa Regulada para Amprion</i>	<i>62</i>
<i>Ilustración 35; Tarifa Regulada para Amprion</i>	<i>63</i>
<i>Ilustración 36; Tarifa Regulada para EnWB</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 37; Cálculo de la empresa media transportista alemana. Elaboración propia.....</i>	<i>67</i>
<i>Ilustración 38; Conceptos. Elaboración propia.....</i>	<i>68</i>
<i>Ilustración 39; Cálculo Consumidor doméstico, elaboración propia</i>	<i>69</i>
<i>Ilustración 40; Cálculo Consumidor Industrial Baja Tensión, elaboración propia</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 41; Cálculo Consumidor Industrial pequeño Alta Tensión, elaboración propia</i>	<i>72</i>
<i>Ilustración 42; Cálculo Consumidor Industrial pequeño Alta Tensión, elaboración propia</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 43; Aplicación RTE, mix de generación. Fuente RTE.</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 44; Potencia instalada en Francia [8]</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 45; Consumo final por consumidor Fuente: Departamento de Ecología (Proyecto Pegasus)</i>	<i>83</i>
<i>Ilustración 46; Tarifas en función del Dominio de Tensión. Fuente CRE.....</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 47; Conceptos de la tarifa Regulada (TURPE 3_2012).....</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 48; Conceptos de la tarifa Regulada (TURPE 3_2012).....</i>	<i>87</i>

<i>Ilustración 49; Conceptos de la tarifa Regulada MEDIDA (TURPE 3_2012)</i>	88
<i>Ilustración 50; Conceptos de la tarifa Regulada MEDIDA (TURPE 3_2012)</i>	88
<i>Ilustración 51; Conceptos de la tarifa Regulada Inyección a Red (TURPE 3_2012)</i>	88
<i>Ilustración 52; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)</i>	89
<i>Ilustración 53; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)</i>	89
<i>Ilustración 54; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)</i>	90
<i>Ilustración 55; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)</i>	90
<i>Ilustración 56; Todas anteriores: Criterios de Potencia contratada según Tarifa</i>	92
<i>Ilustración 57; Conceptos de la tarifa (TURPE 3_2012)</i>	93
<i>Ilustración 58; Conceptos de la tarifa (TURPE 3_2012)</i>	94
<i>Ilustración 59; Tarifa Doméstica. Elaboración propia</i>	95
<i>Ilustración 60; ; Tarifa Baja tensión Industrial. Elaboración propia.</i>	96
<i>Ilustración 61; Tarifa Alta Tensión Industrial (HTA). Elaboración propia.</i>	97
<i>Ilustración 62; Tarifa Alta Tensión Industrial (HTB1) y Tarifa Alta Tensión Industrial (HTB3). Elaboración propia.</i>	98
<i>Ilustración 63; Redes de distribución [Price control-ofgem]</i>	102
<i>Ilustración 64; Identificación de las Áreas de Distribución en Gran Bretaña y quien Opera como Distribuidor local</i>	103
<i>Ilustración 65; Calculo de Usuario Doméstico [16]</i>	106
<i>Ilustración 66;; Calculo de Usuario Industrial en Baja Tensión</i>	106
<i>Ilustración 67; Calculo de las tarifas de acceso medias en Gran Bretaña. Elaboración Propia</i>	107
<i>Ilustración 68; Precios medios de la Energía Británica. Elaboración propia.</i>	107
<i>Ilustración 69; Impuestos en Gran Bretaña. Elaboración propia.</i>	108
<i>Ilustración 70; Calculo de tarifas en Alta tensión. Elaboración propia</i>	108
<i>Ilustración 71; Coste de la Electricidad en UE, datos 2012 [Eurostat]</i>	112
<i>Ilustración 72; Precios de Energía (€/kWh) del Cliente Doméstico e Industrial, por país UE, datos 2012 [Eurostat]</i>	113
<i>Ilustración 73; Coste anual del Cliente Doméstico, por país. Elaboración propia.</i>	114
<i>Ilustración 74; Desglose de la factura por país del Cliente Doméstico. Elaboración propia.</i>	115
<i>Ilustración 75; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Doméstico. Elaboración propia.</i> ..	115
<i>Ilustración 76; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.</i>	115
<i>Ilustración 77; Coste anual de la factura para Cliente Industrial en Baja Tensión. Elaboración propia.</i>	118
<i>Ilustración 78; Desglose de la factura por país del Cliente Industrial en Baja Tensión. Elaboración propia.</i>	118
<i>Ilustración 79; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Industrial en Baja Tensión.</i> <i>Elaboración propia.</i>	119
<i>Ilustración 80; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.</i>	119
<i>Ilustración 81; Coste anual Cliente Consumidor Industrial pequeño conectado en Alta Tensión. Elaboración</i> <i>propia.</i>	121
<i>Ilustración 82; Desglose de la factura por país del Cliente Industrial pequeño en Alta Tensión. Elaboración</i> <i>propia.</i>	121
<i>Ilustración 83; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Industrial pequeño en Alta Tensión.</i> <i>Elaboración propia.</i>	121
<i>Ilustración 84; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.</i>	122
<i>Ilustración 85; Coste anual Cliente Consumidor Industrial grande conectado en Alta Tensión. Elaboración propia.</i>	124
<i>Ilustración 86; Desglose de la factura por país del Cliente Industrial grande en Alta Tensión. Elaboración propia.</i>	124
<i>Ilustración 87; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Industrial grande en Alta Tensión.</i> <i>Elaboración propia.</i>	125
<i>Ilustración 88; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.</i>	125

<i>Ilustración 89; Desglose Tarifa 6.4 (España). Elaboración propia.</i>	<i>126</i>
<i>Ilustración 90; Distribución Tarifa 6.4, optimizada a la derecha, no optimizada a la izquierda. Elaboración propia.</i>	<i>126</i>
<i>Ilustración 91; Desglose de la tarifa del Gran Consumidor (Alemania). Elaboración propia.</i>	<i>127</i>

Glosario de Términos

Cliente cualificado: los consumidores cualificados pueden comprar la energía directamente al mercado organizado, o bien a través del comercializador. Así mismo, los consumidores cualificados pueden comprar la energía a los generadores por medio de contratos bilaterales.

Coste fijo: coste que no varía cuando varía la cantidad producida.

Coste variable: recoge todos aquellos costes de la empresa asociados al nivel de producción.

ENTSO: European Network Transmission System Operator.

ITC: Instrucción Técnica Complementaria.

LOSEN: Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional.

LSE: Ley del Sector Eléctrico.

Maxímetro o medidor de demanda: es un instrumento de medición eléctrico cuya finalidad es obtener el valor máximo de la potencia eléctrica demandada durante un periodo de tiempo (normalmente el periodo de facturación de una compañía suministradora de energía eléctrica).

MITYC: Ministerio de Industria Turismo y Comercio.

MLE: Marco Legal Estable.

Monopolio natural: monopolio de oferta que se produce por razones técnicas, por ejemplo que el elevado coste de las infraestructuras necesarias para ofrecer un servicio hace que sea razonable que lo ofrezca una sola empresa.

OM: Orden Ministerial.

OMEL: Operador del Mercado Eléctrico.

OS: Operador del Sistema.

Pagos por capacidad: pago regulado destinado a garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.

Pérdidas: energía total perdida en las redes de transporte y distribución, medida como la diferencia porcentual entre la demanda en barras de central y la demanda en consumo.

PGE: Presupuestos Generales del Estado.

Planificación centralizada: en contraposición al sistema de economía de mercado, organización económica que caracteriza a un país en la que las todas decisiones de esa índole corresponden al Estado.

Potencia contratada: potencia que suscribe el cliente con el distribuidor en función de la potencia de los aparatos que tiene instalados.

Potencia demandada: aquella alcanzada por un suministro durante un periodo determinado. Peajes de acceso a la red eléctrica

Precio medio: cociente entre la facturación total y la demanda en consumo.

Precio medio ponderado: resultado de multiplicar cada uno de los distintos precios medios por la energía correspondiente, sumar las cantidades así obtenidas y dividir dicha cantidad por la suma de las energías consideradas.

RD: Real Decreto.

REE: Red Eléctrica de España.

Servicios complementarios: servicios necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.

Tarifa: regularización de las cantidades que un cliente tiene que pagar por el uso de la electricidad.

Tarifa de último recurso (TUR): precio máximo que pueden cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores acogidos a dicha tarifa. Incluye de forma aditiva la tarifa de acceso, el margen de comercialización y el coste estimado de la energía.

TSO: Transmission System Operator.

UE: Unión Europea.

RESUMEN

Este Trabajo Fin de Grado tiene como objetivo comparar qué es lo que pagan los cuatro consumidores tipo seleccionados (representados todos los niveles de tensión) en los diferentes países del estudio en un año (2012), por cada concepto en su tarifa eléctrica. Como se detallará en el capítulo final, compararemos las distintas partes de las tarifas eléctricas por países. En ese mismo apartado estudiaremos detenidamente la proporción de cada concepto en la factura eléctrica de cada uno de los países estudiados. En ese mismo capítulo veremos que no todo lo que se paga es electricidad, hay partes reguladas e impuestos, y comprobaremos en qué proporción se pagan.

El periodo de estudio es 2012. Para poder comparar cualquier resultado hemos estudiado con detenimiento cada uno de los sistemas eléctricos de España, Alemania, Francia y Gran Bretaña, así como todas las componentes de la factura eléctrica. El cálculo de la misma para los consumidores en cada país se ha hecho atendiendo a la regulación vigente de 2012. Una tarea, a veces complicada, porque la transparencia en los sistemas eléctricos no siempre parece una prioridad.

En general, podemos decir que todas las tarifas eléctricas tienen la misma estructura, por una parte tenemos la tarifa regulada, que suele venir impuesta bien por el Gobierno (caso español) o Reguladores del Mercado y Competencia (caso Francés). Normalmente, esta parte de la factura tiene el objetivo de cubrir los costes del uso, mantenimiento y nueva inversión de las redes del sistema eléctrico nacional (además de otros), también, se usan para sufragar las primas de las renovables (caso español). Otros países lo evalúan como impuesto. Esta tarifa de acceso, suele tener dos componentes, la parte fija (tarifa de acceso a red por potencia, y otra parte variable, tarifa acceso a red por energía. La segunda parte del cálculo es el coste por consumo de electricidad. Y la tercera parte de la factura son los impuestos, el más generalizado es el impuesto sobre el valor añadido, que varía en cada país.

Cada estado tiene una proporción distinta en cada uno de los conceptos anteriores, en el caso Alemán veremos que la parte regulada es muy alta en comparación con el precio de la energía. O los impuestos a la electricidad en Gran Bretaña son un porcentaje pequeño de la factura eléctrica.

El proyecto está dividido en capítulos independientes. En cada uno de los capítulos se trata de manera única un sector eléctrico en concreto. Todos los capítulos tienen casi la misma estructura, en primer lugar se analiza el sector eléctrico, después se presenta cómo es su mix de generación, es decir, que tipos de tecnologías utilizan y en qué proporción (es importante para determinar costes de red), se detallarán quienes son los agentes del mercado y cómo actúan. Seguidamente se hace un análisis profundo de la regulación eléctrica nacional, aquí se determina la estructura de la factura y los costes por cada concepto según el dominio de tensión al que el cliente esté conectado. Por último se hace un análisis del carácter impositivo de la factura eléctrica, analizando qué conceptos entran en la factura, en qué cuantía lo hacen, o porqué algunos clientes tienen deducciones o exenciones (caso alemán con el Gran consumidor conectado a alta tensión).

En el capítulo final se comparan los conceptos de las tarifas eléctricas en función de los clientes tipo. Los países del estudio son España, Alemania, Francia y Gran Bretaña para el año 2012. Es importante remarcar que el Reino Unido es una unión de países alrededor de una corona común, pero a nivel eléctrico Irlanda del Norte no pertenece al mismo mercado, por tanto nos referiremos a ello con Gran Bretaña (Escocia, Inglaterra y Gales). Nos enfrentamos, además, a un cambio de divisa en

nuestra comparación que deberá ser tratada. En cada capítulo se hace una explicación detallada del sector eléctrico correspondiente con, casi, la misma estructura. Desde las características generales hasta la forma de establecer los conceptos de la factura eléctrica.

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN:



Para homogeneizar el estudio y poder hacer comparaciones reales entre sistemas eléctricos que, como veremos, poco tienen en común, hemos definido una serie de parámetros comunes. En primer lugar, los consumidores tipo, los consumidores industriales en alta tensión son los mismos que FRONTIER ECONOMICS [1]. Para baja tensión escogimos curvas de comportamiento (perfil de carga) de industria pequeña que ofrece Red Eléctrica de España y el dato del consumidor doméstico es un consumo en un hogar medio de tres miembros.

PERFILES DE CONSUMO (Clientes Tipo)					
DOMÉSTICO		Alta Tensión	PEQUEÑO	MEDIA	GRANDE
Potencia Contratada (kW)	4,4	Pico (MWh)	2500	13500	-
Energía Consumida (kWh)	300	Base (MWh)	2500	11500	-
		TOTAL (MWh)	5000	25000	250000
		Pot. Contratada (kVA)	800	4500	29000
		Horas a Plena Carga	6250	5556	8620
		% horas a Plena Carga	17,123	15,222	23,616
		Tensión de Conexión	Media Tensión	Transporte	Alta Tensión
SME		MW			
Potencia Contratada (MW)	160				

Ilustración 1; Clientes Tipo del TFG [1]

Se entiende la conexión del cliente en Media Tensión cuando ésta se hace entre 1 kV y 20kV, son conexiones a redes de distribución. Las siglas SME, significan Small and Medium Enterprise, Pequeña y Mediana Empresa (PyME).

Una vez fijado los clientes tipo, vamos a definir la consigna común a todos los usuarios, asumiremos que sus instalaciones están perfectamente compensadas a nivel de energía reactiva, es decir, su factor de potencia es la unidad. Es preciso hacerlo así puesto que en cada país del estudio hay una política muy diferente en este concepto, aunque está muy penalizada en todos los sectores, no se

penaliza de igual manera, en el caso de Alemania utilizan hasta tres conceptos distintos en su factura para gravarlo, mientras que Bretaña y España, solo uno. Esto haría perder objetividad comparativa. Sobre todo siendo un problema que se puede solucionar técnicamente colocando la batería de condensadores correspondientes para maximizar el factor de potencia de la instalación del cliente tipo.

1) SECTOR ELÉCTRICO

El Sector Eléctrico en cualquier país es el motor de la economía. Las actividades relacionadas con la electricidad necesitan inversiones muy intensivas (En España se han invertido más de 60.000 millones de euros en los últimos 5 años) [2]. Además es un sector que genera empleo y ayuda a dinamizar y mejorar las capacidades para la competitividad.

La primera directiva sobre normativa Europea para mercados eléctricos interiores (Directiva 1996/92/CE) [3] establece las bases que han proporcionado desde entonces la Regulación Eléctrica Europea. Son principios de sostenibilidad ambiental, seguridad de suministro y la inserción de competencia para que los precios bajen ante el cliente final. En estas primeras directivas se establecía la separación de las actividades de competencia y las de entorno monopolista, que veremos explicadas posteriormente en un entorno actual.

La Electricidad es una “commodity” que se comercializa con una calidad y una estandarización de muy alto nivel. Debemos recordar que la energía se genera en tensiones del orden de los 21 kV, se transporta en tensiones del orden de 400kV (depende del país) y se distribuye malladamente en tensiones intermedias.

El Mercado eléctrico tiene unas características muy particulares si se intenta comparar con otros negocios, el hecho de no tener stock de electricidad y no poder almacenarla obliga a adoptar medidas en todos los niveles del mercado, desde la generación al consumo. Al no poder almacenarla se tiene que consumir a la vez que se genera, y eso presenta problemas técnicos de operación y control del sistema eléctrico. Hay que entender que el precio de la electricidad es tremendamente volátil porque está sujeto a factores de temporalidad (invierno y verano) o incluso, factores meteorológicos si el país tiene gran inserción de renovables. Un factor clave, sobre todo hoy en día es la actividad económica que se desarrolle en el país en cuestión.

El precio de la electricidad que paga el cliente se descompone en distintas partes; En España, se divide en dos, la primera es el precio de las actividades cerradas a competencia y las que están abiertas a la competencia [4]. En algunos países, como España, en las tarifas de acceso incluyen los sobrecostos de las que operan en régimen especial y sistemas insulares. En el caso de Francia, lo tributan como impuesto. A nivel comparativo cambia mucho el estudio. La estructura tarifaria la veremos con mucho interés y de forma profunda en capítulos siguientes.

1.2) Estructura del Mercado Eléctrico: Mercado Mayorista y Minorista

Todos los mercados eléctricos buscan el objetivo de ser eficientes con los recursos de los que disponen.

En el mercado mayorista [5] se tienen de forma continua la oferta y la demanda. En ese mercado, la electricidad más eficiente (aquella que se genera a menor precio) se vende a los comercializadores.

Éstos actúan como la demanda agregada de los clientes finales y tienen que competir por la cuota de mercado a la que puedan acceder.

En el mercado minorista existen comercializadores y clientes. En la mayoría de los países los clientes finales, pueden también, si lo desearan acceder directamente al mercado mayorista. Pero cuando los clientes son tan pequeños (comparados con los volúmenes que se mueven en el mercado mayorista) que no alcanzan economías de escala para hacerlo de forma rentable.

El diseño del mercado eléctrico puede darse como pool o basado en equilibrio. El primero busca que los generadores manden las ofertas al operador del mercado para cada una de las centrales que esa empresa tenga. Por otro lado, el comercializador debe lanzar la demanda de compra de esas entidades de bloque. España y Gran Bretaña tienen un pool lo suficientemente importante como para destacarlo frente al resto de los países de estudio.

En Alemania y Francia podremos ver que el diseño del mercado eléctrico está basado en la segunda opción, responsable de equilibrio. Esta modalidad utiliza un fragmento de equilibrio en el que las entradas (ofertas de venta, importaciones) y salidas (venta, exportaciones) donde los agentes envían al operador sus ofertas, pero sin que tengan que hacer ofertas individuales por cada una de las centrales que ofertaban. Por cada periodo de comercialización, cada responsable tiene que tener balance neto. Si no se da el caso, el operador del mercado proporciona la energía del desvío necesaria para equilibrar. Esta energía viene suministrada de los servicios complementarios gestionados por el operador del sistema. Una ventaja frente al sistema pool es la flexibilidad que genera. No es casualidad que el mercado Alemán sea el que menos restricciones de regulación tiene a la hora de ofertar y demandar energía, haciéndolo avanzado frente a otros de su entorno.

Mercado Spot

Otra forma de comercializar es el mercado spot, o “al contado”, la que se establece la compra o la venta desde el día anterior, donde se va perfeccionando casi en tiempo real a lo largo de las horas previas a la transacción. [6]

Este tipo de mercado se hace de forma paralela a los anteriores. Es capaz de perfeccionarlos, la negociación se realiza a través de especialistas. Los periodos de mercado están establecidos en cada país. El periodo de liquidación depende de la demanda en cada instante. En los países estudiados suele ser horario, salvo en el Reino Unido donde se da la posibilidad de ser medio-horario. La estacionalidad de la demanda, también se ve representada en los precios. Es importante entender que podemos tener tres tipos de estacionalidad:

- **Diaria:** El comportamiento de la población y empresas es cíclico, teniendo una mayor demanda en las horas centrales del día. En la siguiente figura se ve claramente como la curva de precios horarios de los tres grandes mercados europeos estudiados, es muy similar a la curva de carga diaria de invierno. Podemos ver que en España es más barata, la conclusión a la que podemos llegar con los datos actuales es que el parque de generación español es mucho más flexible que el francés.

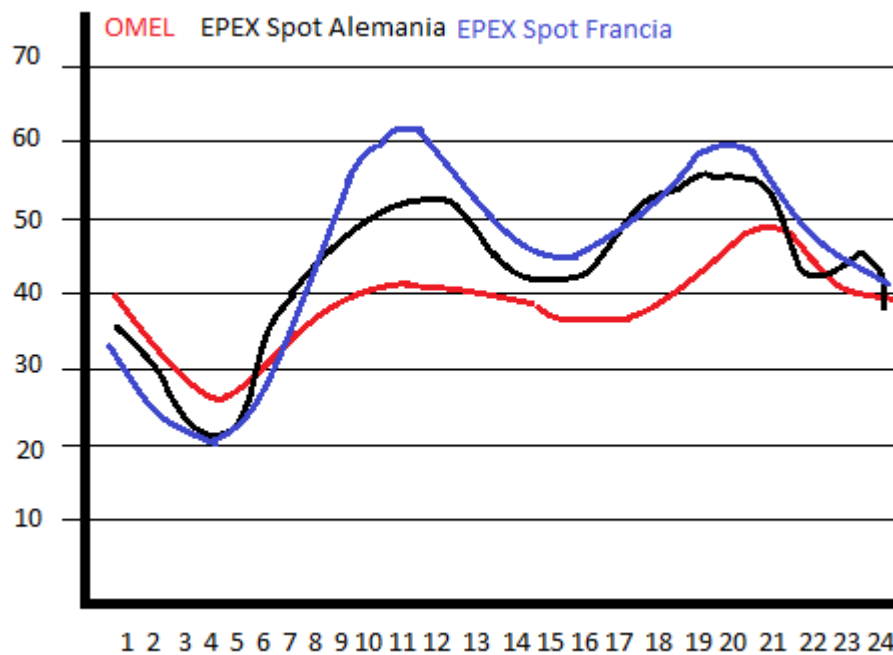


Ilustración 2; Seguimiento del precio horario de la electricidad en tres mercados europeos.

- **Estacionalidad semanal:** La laboralidad juega un papel clave en esta reflexión, los días festivos la demanda cambia de manera sustancial, así como los precios. Se podrá ver en el apuntamiento: Es el cociente del precio entre las 9.00 hasta las 20.00 de lunes a viernes entre el precio entre las horas de mayor demanda.
- **Estacionalidad Anual:** Ya hemos apuntado anteriormente que la temperatura y la laboralidad de cada mes juegan un papel clave a la hora de establecer la demanda y con ella, los precios.

Mercado a Plazo

Este tipo de mercado tiene una limitación clara, solo nos permite conocer el precio del día siguiente. Si los generadores y las comercializadoras quieren negociar con más tiempo para conseguir asegurar un precio de compra-venta de energía que le saque una ventaja positiva al precio del mercado de spot tendrá que acudir a un mercado a plazo. [6]

En este mercado los agentes se intercambian energía con una entrega a futuro. Este sistema hace que los comercializadores tenga una cantidad de energía a un precio fijo, y los generadores tengan ingresos fijos para un plazo determinado.

A diferencia del mercado spot que se intercambia la energía a través de subasta, en el mercado a plazo se hace con un trading continuo. Consiste en que los agentes del mercado generan ofertas de compraventa por bloques para un plazo determinado y así el resto de participantes puedan acceder y aceptar las ofertas. Es un mercado complejo donde, en función del país, cambia radicalmente el porcentaje de utilización de este mercado en el sector eléctrico.

Este sistema suele ir acompañado por un fuerte mercado minorista para que los consumidores se aseguren un buen precio de energía

CARACTERISTICAS DE UN BUEN MERCADO [7]

- **La liquidez** en este tipo de mercado debe ser buena, puesto que puede mostrar señales poco creíbles y los agentes no quieren participar.
- **Transparencia:** Es preciso que todos los agentes tengan a su disposición los datos que inciden de forma directa a la creación del precio de la energía. Datos como; la temperatura, la frecuencia de lluvias, la evolución de la demanda, la previsión de la evolución de los precios de aquellos países que tienen conexión directa con el sistema eléctrico. Podemos decir que Reino Unido y los Nórdicos proporcionan muy buena información a sus agentes. Gracias a esto, la competencia se incrementa. Los mercados de centro Europa parecen un paso por detrás.
- **Estabilidad regulatoria:** Es algo vital para un buen desarrollo del mercado mayorista. Como los mercados eléctricos no solo sirven para establecer el despacho económico que luego el operador del sistema revisará, también establece las señales de inversiones. Hay dos ejemplos claros de cambios radicales en la regulación a lo largo de la primera década de 2000. En España, RDL 3/2006 sobre bilateralización forzosa entre empresas verticalmente integradas y RD 1221/2010 sobre garantía de suministro. En Francia, Tarifa Regulada Transitoria de Acceso al Mercado -Tartam-, propuesta de reforma del mercado eléctrico francés -Nome-. Estos cambios generan desconfianza que requiere tiempo para que el resto de agentes lo olviden.

La estacionalidad en el mercado a plazo es más estable que en las modalidades anteriores, ya que consigue que la energía “se almacene de forma ficticia” en un futuro.

2.1) Agentes en el Mercado

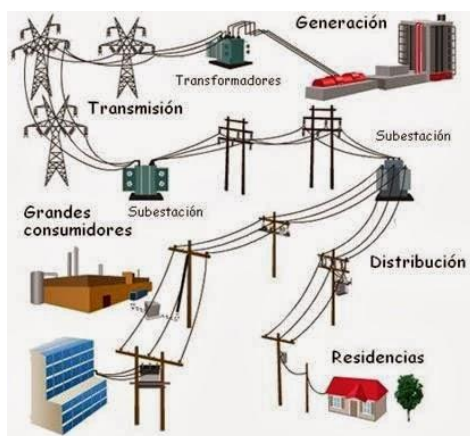


Ilustración 3; Esquema del flujo de Electricidad entre algunos agentes del sistema.

2.1.1) Generadores

Actividad que se encarga de transformar cualquier tipo de energía primaria a través de una tecnología concreta a energía eléctrica que se vierte a la red, básicamente casi todas basadas en el alternador. Los costes de inversión se recuperan en largos periodos de tiempo. Construir plantas de generación conlleva un periodo en el que los inversores no reciben remuneración alguna. La vida útil de las diferentes tecnologías es variable. [8]

- Centrales Hidráulicas: Utilizan los saltos de altura que se producen en las presas para convertir la energía potencial y cinética concentrada en el agua en energía eléctrica a través de turbinas y alternadores conectados.
- Centrales Térmicas convencionales: Utilizan combustibles fósiles (carbón, fuelóleo,...) quemados que elevan la temperatura dentro de la caldera, y calentado el flujo de trabajo de la central (agua, aire...) y que a través de ciclos termodinámicos generan potencia eléctrica.
 - Centrales Ciclos combinado usan dos ciclos termodinámicos aprovechando que la temperatura de la turbina de gas es muy alta y sirve de fuente de calor para el segundo ciclo.
- Centrales Nucleares: Lleva un sistema de potencia muy parecido a las térmicas pero cambia la forma de calentar el fluido de trabajo. En este caso, se utiliza la fisión nuclear en un reactor.
- Parques Eólicos: Es difícil comprenderlas como central, puesto que es obtención de energía de forma distribuida aprovechando las corrientes de aire.
- Solar Fotovoltaica: En este caso la obtención de energía se hace en corriente continua a través de la placa fotovoltaica excitada por la luz solar
- Solar Termoeléctrica: Utilizan ciclos muy parecidos a las centrales convencionales, lo que cambia es la forma de calentar el fluido de trabajo. Utilizan concentradores de luz de distintas topologías.

Cada país que estudiaremos tiene un parque de generación distinto, también debido a sus necesidades demográficas e industriales.

2.1.2) Transportista

Responsable de la operación, desarrollo y ampliación de la Red de Transporte. También deben gestionar su mantenimiento. Suelen ser empresas que trabajan en un entorno monopolizado. Cada país tiene su propia configuración de transporte acorde a su demografía y antecedentes históricos. Además las tensiones nominales de transporte cambian en cada país en función de la regulación vigente. [9]

2.1.3) Distribuidores

Estos agentes tienen la función de distribuir la energía al entorno donde operen, además de invertir, construir, mantener y operar las instalaciones que se utilizan para esa función. Con un objetivo final que es proporcionar la electricidad en el punto de consumo. Cada país tiene sus distribuidoras, veremos que en cada regulación operan en calidades diferentes debido a la regulación.

2.1.4) Clientes y Consumidores directos

Los consumidores directos son aquellos que pueden acceder a la energía en cada momento a través de distintos procedimientos, son clientes cualificados. Los clientes acceden a través de los pasos establecidos por la regulación vigente en cada regulación.

2.1.5) Comercializadores

Es una actividad que consiste en gestionar los paquetes de energía (sin necesidad de hacerlo físicamente) para suministrar la energía a los consumidores finales que no pueden acceder al mercado. Es una actividad abierta a competencia donde buscan la forma de ser más competitivos frente a otras empresas a través de nuevas ofertas (conjunto gas y electricidad). Si hay gran competencia en este ambiente los clientes finales se benefician ampliamente, frente a sistemas oligopolistas.

2.1.6) Órganos reguladores [6]

Sus objetivos son velar por la competencia efectiva en los sistemas de energía y abogar por la transparencia del funcionamiento del sistema. Suele tener configuración de empresa pública con personalidad jurídica y patrimonio propio, y en teoría libertad de obra.

Todos los agentes que participan en el sector eléctrico deben seguir normativas establecidas por los organismos reguladores. A nivel europeo, existe la CEER que busca la introducción de competencia en los sectores abiertos a competencia para buscar así una eficiencia mayor. Las administraciones públicas locales, regionales y estatales juegan un papel clave en el cumplimiento de las directivas europeas. [10]

Desde la liberación del sector eléctrico hacia los 90, y hasta el establecimiento de los mercados interiores de gas y electricidad cuya principal tarea es introducir competencia en las actividades de generación, comercialización y acceso a terceros a las redes de transporte y distribución, todos los agentes que participan en el mercado están siempre obligados a seguir las reglas propuestas por la Unión Europea, las Administraciones Nacionales, así como las regionales y locales.

A nivel Europeo

- **Comisión Europea**, Comisario de Energía (DGENERGY): Sus competencias comprenden la iniciativa legislativa y vigilancia de ejecución de normas aprobadas por el Parlamento y el Consejo europeos en materia energética.
- **Consejo y Parlamento Europeos**: Aprueban la regulación europea de electricidad conforme a lo establecido en los Tratados, y cuyos pilares son:
 - Directiva 2009/72/CE de normas comunes del mercado interior de electricidad.
 - Reglamento 7/4/2009 donde se establecen las condiciones de acceso a red para el comercio transfronterizo.
 - Primera directiva de electricidad (1996/92): su objetivo era la creación de un mercado único mediante la liberalización, comenzando por un cambio de un sistema regulado a uno liberalizado y una apertura parcial y progresiva.
 - Segunda directiva de electricidad (2003/54): buscaba la aceleración del proceso de liberalización con la apertura total y prohibición de tarifas integrales, aunque, para compensar, se reforzaban las obligaciones de servicio público. En la práctica, siguen existiendo problemas para la constitución de los mercados nacionales y sobre todo, del comunitario.
- **Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER)**: Agencia creada a partir del tercer paquete debido a la necesidad de disponer de un organismo común, un regulador independiente a nivel europeo, que presentara propuestas a la Comisión en decisiones sustantivas. Además asiste a las Autoridades Regulatorias Nacionales (NRA). Sus funciones son el tratamiento de problemas

transfronterizos, la supervisión de la reglamentación y cooperación entre los Gestores de Redes de Transporte, la toma de decisiones sobre cuestiones técnicas y sobre condiciones de acceso y seguridad de infraestructuras transfronterizas, así como la supervisión e información sobre el sector de gas y electricidad.

- **Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas (ERGEG):** Órgano consultivo de la Unión Europea. Surge por decisión de la Comisión de (2003/796/ CE) como una versión formal del anterior Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER) y como punto de contacto entre las Autoridades Regulatorias Nacionales y la Comisión. Sus funciones son asesorar y asistir a la Comisión Europea en la consolidación del mercado interior de la energía.
- **European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E):** Se trata de una organización establecida tras el tercer paquete legislativo para velar por la gestión óptima de la red de transporte eléctrica europea. Constituye el cuerpo de los Operadores del Sistema a nivel europeo y en la actualidad participan 42 Operadores del Sistema de 34 países. Su principal función es preparar códigos de red, que una vez aprobados por ACER, serán de obligado cumplimiento dentro de la Unión Europea. Además bianualmente prepara un plan de desarrollo de la red europea a diez años y realiza recomendaciones sobre coordinaciones técnicas entre Operadores del Sistema.

A nivel Nacional [6]

- **Parlamentos, Gobiernos, Ministerios de Energía, Industria o Economía** encargados de la regulación del mercado eléctrico.
- **Autoridades Regulatorias Nacionales (NRA):** entidades nacionales cuyas competencias y poderes se otorgan por la legislación nacional, cumpliendo con los mínimos establecidos por la legislación de la Unión Europea. Las Autoridades Regulatorias Nacionales son órganos consultivos y en algunos países tienen capacidad de decisión sobre determinados asuntos. Para asegurar su independencia, son entidades legalmente separadas de los ministerios de energía o de otros organismos del gobierno. Sus principales funciones son publicar informes comparativos sobre el funcionamiento de las empresas de redes, verificar el acceso abierto y no discriminatorio a la red, sancionar por incumplimiento de la legislación, revisar tarifas o reducir la retribución ante incumplimientos y revocar licencias. Además, la regulación de ciertos países concede a las Autoridades Regulatorias Nacionales potestad para supervisar el mercado eléctrico y los productos derivados con subyacente eléctrico. Esta última función está contemplada en el Reglamento CE/714/2009.

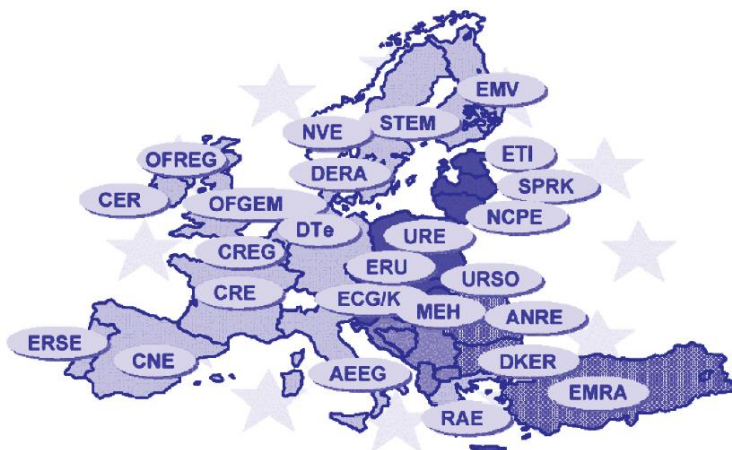


Ilustración 4; Mapa Europeo con las siglas de los reguladores en cada país [8]

2.1.7) Operador del Sistema [11]

Debido a que la electricidad no puede almacenarse, es preciso generar electricidad a la vez que ésta se consume. Esto trae consigo gran cantidad de problemas técnicos que surgen por las restricciones físicas de la Red al intentar asegurar el equilibrio entre generación y demanda. Es una actividad de monopolio natural¹.

PAIS	OPERADOR SISTEMA	OPERADOR MERCADO	REGULADOR
España	Red Eléctrica España (REE)	OMEL (Spot) OMIP (Plazo)	CNE
Alemania	Amprion	EEX Spot EEX Power Derives (Plazo)	DT
	50 Hertz		
	Tennet		
Francia	ENBW	EEX Spot EEX Power Derives (Plazo)	CRE
	Réseau Transport d'Electricité (RTE)		
Reino Unido	National Grid (NG)	BETTA	Ofgem

Ilustración 5; Operadores del Sistema, Mercado y Reguladores por país [Elaboración propia]

En Europa, El Operador del Sistema está encargado de los mercados de servicios complementarios y de balance para agilizar y gestionar de forma más eficiente. En este tipo de mercados la negociación se realiza muy cerca del momento de la transacción (incluso segundos). Por ello se necesitan tecnologías flexibles, un claro ejemplo sería la despachabilidad de la generación hidráulica.

Se encarga de gestionar las salidas de compra venta y asegura la llegada de la electricidad. Pero para que los agentes tengan acceso a la Red de Transporte aparece una regulación de Acceso a Terceros de Red (ATR). Es un acceso no y transparente.

¹ Monopolio natural: situación de mercado en la que una única empresa (monopolista) puede abastecer a la demanda en un ámbito determinado (región, país,) de forma más competitiva que si hubiera varias empresas en competencia suministrando el mismo servicio.

BIBLIOGRAFIA CAPITULO 1

- [1] International comparison of electricity and gas prices for commerce and industry FINAL REPORT ON A STUDY PREPARED FOR CREG. Octubre 2011.
- [2] Informe anual de Comisión Nacional de Energía. Publicación 2012.
- [3] Comisión Europea. Directiva 1996/92/CE. Año de publicación 1996.
- [4] ENTSO-E. Overview of transmission tariffs in Europe. Synthesis 2011. Publicado en Mayo 2011
- [5] Comisión Europea. REVIEW AND ANALYSIS OF EU WHOLESALE ENERGY MARKETS. Evaluation of Factors Impacting on Current and Future Market Liquidity and Efficiency 2011.
- [6] Koen Rademaekers, Allister Slingenberg, Salim Morsy. ENTSO-E. "Review and analysis of EU wholesale energy markets". Bruselas, 2009
- [7] David L. Schwartz. "The Energy Regulation and markets review", in Law Business Research LTD (Ed). ISBN 978-1-907606-35-9, Derbyshire. 2012.
- [8] Eurelectric, "Power Statics and trends". Synopsis 2011
- [9] Informe Anual de Red Eléctrica de España. Año 2012.
- [10] European Commission. "Quarterly Report on European Electricity Markets". Market observatory for energy. Volume 4, Issue 2. April 2011.
- [11] Página web de Red Eléctrica de España. www.ree.es Accedí marzo 2013.

REFERENCIAS DE TABLAS DE DATOS; CAPITULO 1

- Tabla 1; Clientes Tipo del TFG [1] ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla 2; Seguimiento del precio horario de la electricidad en tres mercados europeos. ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla 3; Esquema del flujo de Electricidad entre los agentes del sistema ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla 4; Mapa Europeo con las siglas de los reguladores en cada país [8] ... ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla 5; Operadores del Sistema, Mercado y Reguladores por país [Elaboración propia] ¡Error! Marcador no definido.

REFERENCIAS DE ILUSTRACIONES; CAPITULO 1

- Ilustración 1; Seguimiento del precio horario de la electricidad en tres mercados europeos. ¡Error! Marcador no definido.
- Ilustración 2; Esquema del flujo de Electricidad entre los agentes del sistema ¡Error! Marcador no definido.
- Ilustración 3; Mapa Europeo con las siglas de los reguladores en cada país [8] ¡Error! Marcador no definido.
- Ilustración 4; Operadores del Sistema, Mercado y Reguladores por país [Elaboración propia] ¡Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO 2:

ESTUDIO TARIFA ELÉCTRICA ESPAÑOLA



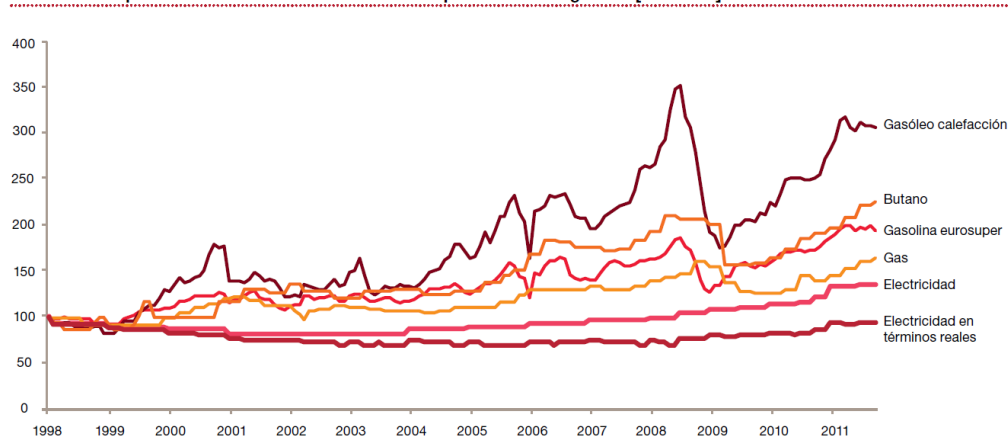
2.1) Sector Eléctrico Español

En España se han invertido más de 60.000 millones de euros en los últimos 5 años. Es un sector que genera empleo, ayuda a dinamizar y mejorar las capacidades para la competitividad del tejido empresarial.

Hay varios temas calientes en este sistema. Pero los tres pilares que deben sustentar cualquier sistema eléctrico son: FUENTE pwc.es

- 1) Seguridad de Suministro.
- 2) Eficiencia eléctrica y económica para los agentes del sistema (Clientes y Empresas).
- 3) Minimizar el impacto medioambiental de la actividad.

Evolución del precio de la electricidad frente a otros productos energéticos [Base 100]



Fuente: BOE, análisis PwC.

Ilustración 6; Evolución del precio de la electricidad frente a otros productos (PwC)

Problema Sector Eléctrico Español (Déficit de Tarifa)

No me queda más remedio que mencionar que en años anteriores se pudo atisbar, y posiblemente corregir el futuro incierto del sistema eléctrico español. Una vez estudiados los demás sectores puedo decir que, el español, tiene una acentuada crisis de identidad, y una característica única en su especie; El déficit de Tarifa. Esto quiere decir que los usuarios tienen una deuda con el Sistema Eléctrico Nacional. Es algo que únicamente ocurre en el Reino de España.

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) establece la abierta competencia para los agentes que participan en el mercado mayorista. Este mercado lleva funcionando desde 1998 [1]. Pero ya hace unos años, el Ministerio de Industria y el Gobierno de turno son los encargados de fijar las tarifas eléctricas, y por lo que parece los fija con un valor inferior al que se habrían previsto en los costes del sistema. Esto es parte del origen del Déficit de Tarifa. También puede verse como que el mercado mayorista está tan oligopolizado que el precio que “fuerzan” a fijar es más alto de lo que debería. Muchas teorías giran en torno a este tema tan candente.

1. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: Sistema Regulatorio complicado, inseguro y cambiante.

Una regulación estable no se debe malinterpretar con una regulación estática, incapaz de adaptarse a las nuevas situaciones y retos eléctricos que el sistema le propone. Pero si debe ser lo suficientemente transparente y definida para que las actividades estén claras para los distintos agentes y así no sean contradictorias entre sí. Siempre teniendo un compromiso por parte del Regulador para hacer cumplir las reglas del juego. La Regulación española es una parte compleja porque debe cumplir con los objetivos mencionados con anterioridad. Es decir, que se debe establecer un coste de actividad por cada una de las actividades reguladas y así obtener suficiente inversión garantizando una competencia sana entre las actividades liberalizadas, y cumpliendo que el precio de la electricidad debe ser competitivo para el cliente final.

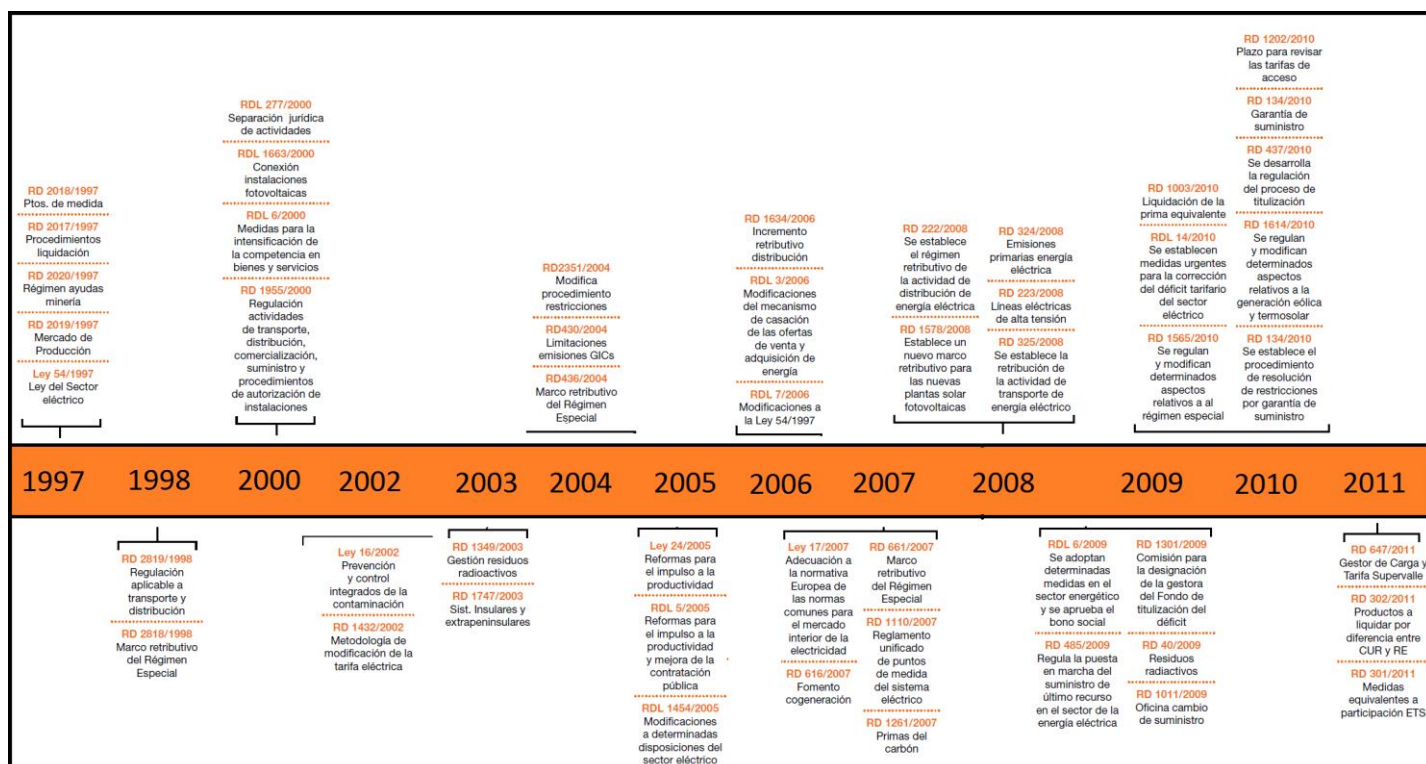


Ilustración 7; Desarrollo temporal de Regulación Española. Informe PwC []

La regulación española es impredecible porque algunas reglas publicadas en el Boletín Oficial del Estado (BOE) nunca llegaron a cumplirse, hemos podido encontrar el RDL 6/2009 y el RDL 14/2010 [2] que establecían los límites del déficit, por supuesto sobrepasados. La definición de un sistema no transparente y la poca participación de los agentes incurre a un Sector Eléctrico con problemas de credibilidad, desinversión y no compromiso.

Las tarifas del término de potencia y de energía (Peajes Acceso a Red) [3] están establecidas por la Administración Central, por una lado la fija el Ministerio de Industria, Turismo y Energía, y por otro lado, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, teniendo el Regulador solo un carácter consultivo. Con esto se consigue que no haya independencia y que el precio de la electricidad sea esclavo de las necesidades políticas del momento. En España, el Regulador no tiene potestad de poner las tarifas.

El Regulador (Comisión Nacional Energía –CNE-) no parece independiente a las políticas del Gobierno coetáneo, a lo que se le suma la excesiva burocratización y esto le puede hacer lento y poco eficaz. Es conveniente que el regulador español sea cuanto antes independiente y proporcione seguridad jurídica para restaurar confianza de inversores y empresas que consumen electricidad en España.

El papel de los reguladores europeos en la fijación de tarifas

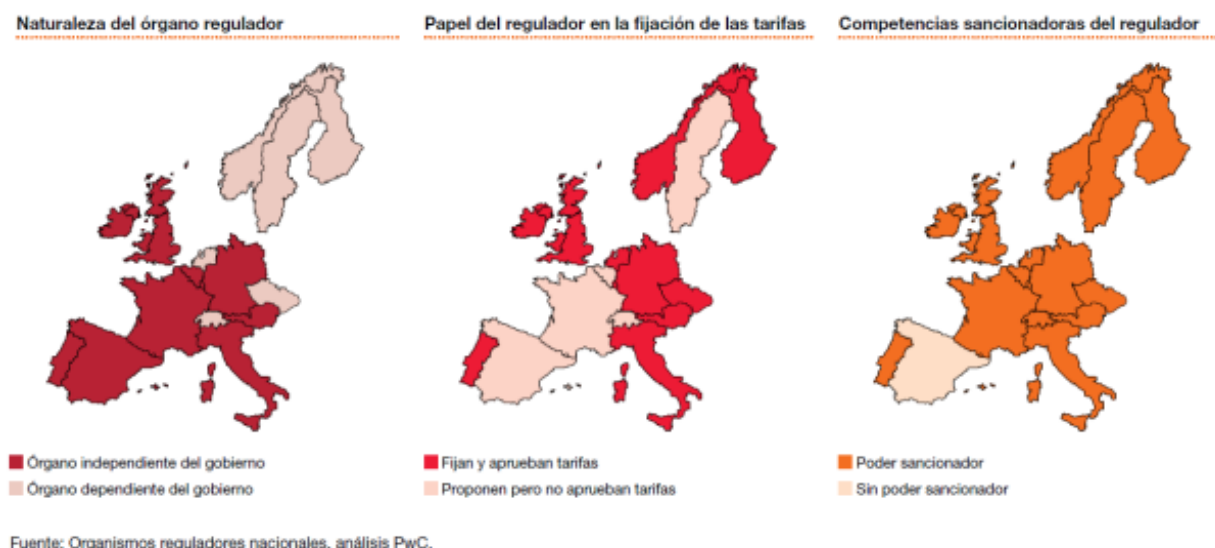


Ilustración 8; Comparativa de Reguladora. Análisis de PwC.

La solución a este problema es subir las tarifas de acceso como se ha hecho, casi un 30% en 2012 y un 17% en 2013 para cumplir la última previsión del anterior gobierno. Subiendo el precio de la factura final casi un 25% para un consumidor doméstico en 2012 y 18% en 2013.

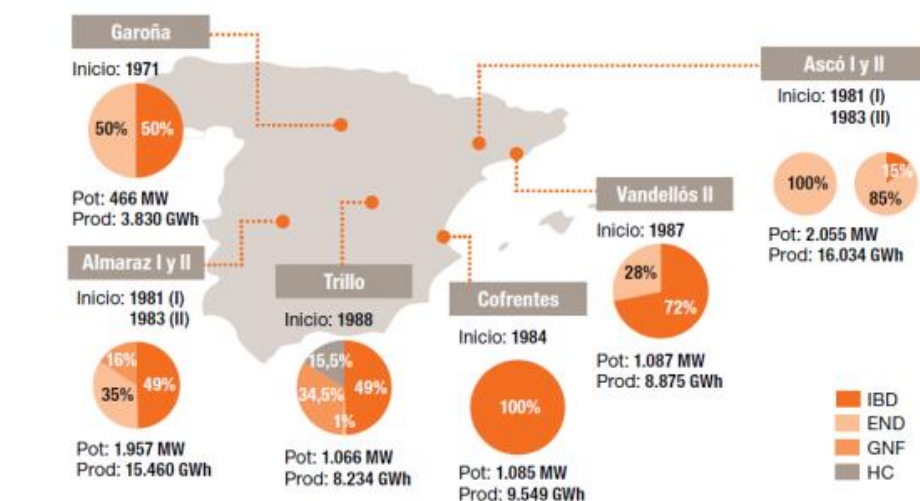
Aunque estas subidas parezcan llamativas, la electricidad en un hogar estándar de clase media representa un 3% del consumo total.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA Producción de Energía y Pago por Capacidad.

Energía Nuclear

Se cree necesario tomar decisiones de alargar, dentro de los márgenes de seguridad establecidos por el CSN (Centro de Seguridad Nuclear), la vida de uso de las centrales nucleares españolas

Titularidad, puesta en marcha, potencia instalada y producción de los grupos nucleares

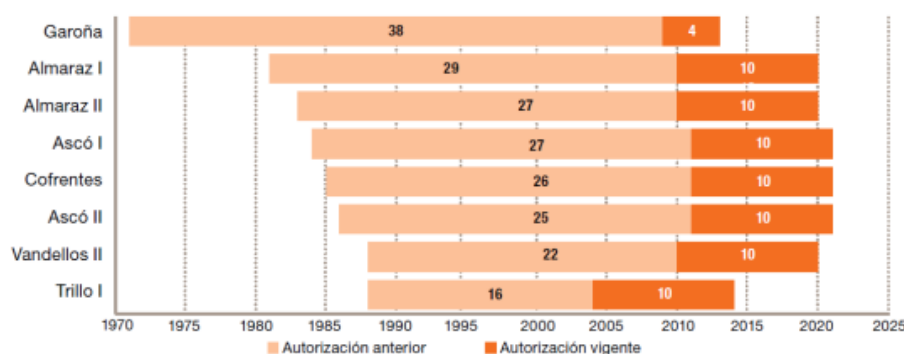


Fuente: REE, UNESA

Ilustración 9; Centrales Nucleares en España. Fuente REE, UNESA []

Las centrales nucleares proporcionan durante todas sus horas de funcionamiento la misma potencia y además solo se apagan una vez al año (parada de seguridad), haciéndolas idóneas para soportar la potencia base que necesita el país.

Puesta en marcha de las centrales, fecha de obtención y duración de las últimas autorizaciones



Fuente: MITyC, análisis PwC.

Ilustración 10; Autorizaciones temporales ampliación plazo funcionamiento Centrales Nucleares en España. Análisis PwC

El desarrollo de las energías renovables que se fomentó desde el Gobierno de España con costes regulatorios sufragados por el Estado y las primas a las renovables, fueron poco efectivos porque no se adaptaron a la curva de evolución de la tecnología (efecto precio y cantidad-volumen máximo y máxima retribución).

La consecuencia directa de la penetración de las energías renovables es que las centrales térmicas y las hidráulicas hayan pasado a formar parte del respaldo. Las hidráulicas se encargan de proporcionar las energías punta, que es la más cara en el mercado mayorista.

Por todo ello de los 48 GW de potencia pico, más de 28 GW instalados son de renovables (23 GW son eólica) y 25 GW son de Ciclo Combinado. Por eso, ya el precio de la electricidad ha dejado de ser señal adecuada para la inversión, y hay que tener en cuenta el MIX de generación. Sería también necesario replantear la posibilidad de revisar a corto plazo la cuantía del pago por capacidad, actualmente pagado a aquellas instalaciones que proporcionan respaldo al sistema. Con una

potencia instalada superior a los 100 GW y con una punta de 48 GW no se encuentra la necesidad de hacer ese pago. Hoy en día parece que es una “subvención” a los grandes consumidores.

2.2) Mix Eléctrico Español

Desde que se liberalizase el mercado eléctrico en 1997 [4] el mix energético nacional ha sufrido variaciones debido principalmente a la introducción de las denominadas energías renovables y los ciclos combinados de gas natural.

La potencia instalada peninsular se ha ido incrementando con los años (datos de informes anuales de REE), de tal forma que en abril de 2012 era de 100.560 MW (REE informe abril 2012). Aunque la demanda se ha quedado estancada en valores de 2008 causada por la crisis económica.

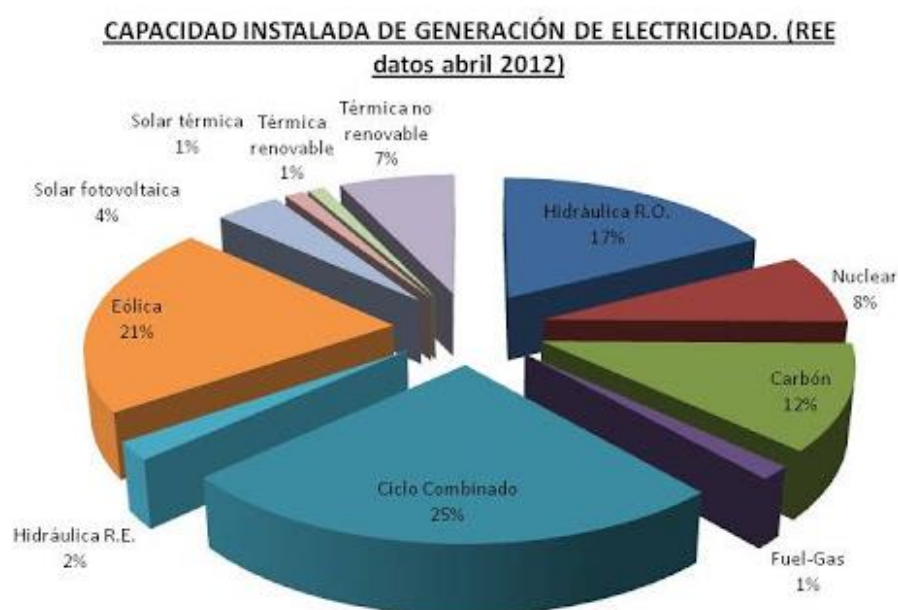


Ilustración11; Capacidad instalada de generación Datos de REE. Informe Anual, 2012

Como cada tecnología posee unos costes y flexibilidad determinada el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España –REE-) tiene que obtener la electricidad de forma eficiente y segura. En la ilustración 7, se observa la curva de demanda diaria y las diferentes tecnologías que las sustentan en un día medio del año.

De la capacidad instalada (ilustración 6), el 63% se corresponde con generación en Régimen Ordinario (RO) y el 36% en Régimen Especial (RE), éste incluye las energías renovables clásicas (eólica, fotovoltaica, termosolar) y otras como la hidráulica de instalaciones inferiores a 50 MW y la térmica. Como se puede observar, la mayor capacidad instalada se corresponde con las centrales de ciclo combinado (25%) seguido de la energía eólica (21%), la energía hidráulica en Régimen Ordinario (17%) y el carbón (12%).

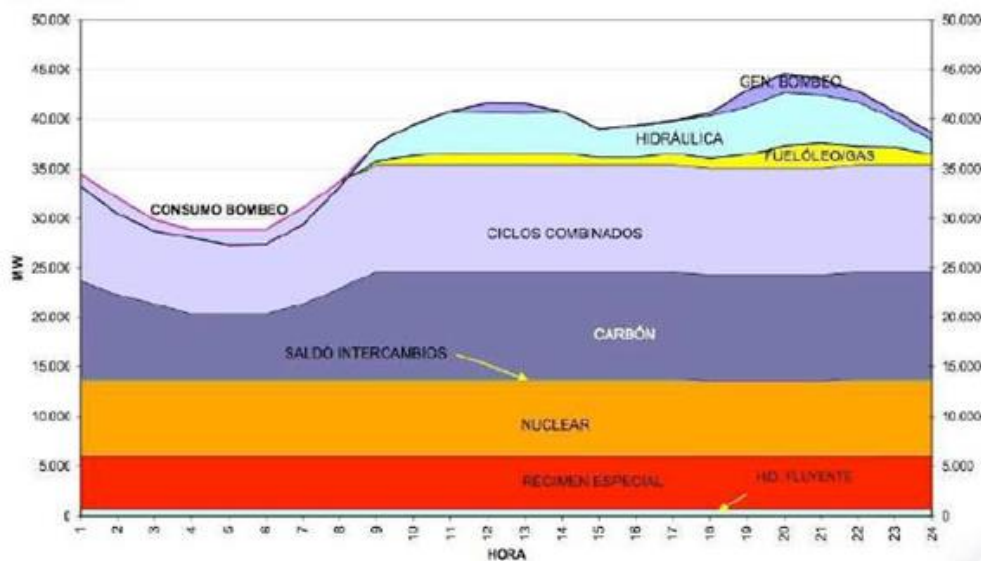


Ilustración 7; Capacidad instalada de generación Datos de REE. Informe Anual 2012

Se puede ver que las de las tecnologías de base son las que tienen costes variables bajos, como son las de régimen especial, la energía eólica no necesita carburante para comenzar a funcionar. Por encima de ellas tenemos el parque histórico nuclear que genera potencia constante, solo se paran las centrales en periodos de mantenimiento si no hay incidentes [5].

Los intercambios internacionales son mínimos [6] en comparación con la potencia punta del país (Se debe a la escasa conexión que tenemos con el sistema eléctrico Centro Europeo). El carbón y ciclos combinados se regulan en función de la curva de demanda, aunque cuanto menor sean los saltos de potencia generada, mayor rendimiento tiene. Se aprovechan las centrales hidráulicas para poder suministrar potencia en horas donde la energía es más cara, y el posible bombeo ocurre en horas donde el precio de la electricidad no es tan alto.

El parque de generación ha aumentado con la creación del mercado [7]. La variación del mix energético.

- Se destaca la fuerte introducción de los ciclos combinados. En el 2002 se pone en servicio el primer ciclo combinado. En 2003 se tenían instalados 4.294 GW y en el 2011 se ha aumentado hasta los 27.123 MW.

Las tecnologías hidráulicas y nucleares no han sufrido variaciones significativas con aproximadamente 17.000 y 7700 MW respectivamente. La capacidad total de las unidades de carbón también se mantiene constante en torno a los 12.000 MW.

Se ha reducido significativamente los generadores de fuel/gas de 10.675 GW a 1.492 MW. Prácticamente es una tecnología que ha desaparecido del parque eléctrico. La energía eólica ha aumentado de manera muy amplia situándose en los 23.091 MW instalados en 2012.

2.3) Marco Regulatorio Tarifario Actual Español (a 2012)

Según la LSE se establece el RD 1164/2001 [8] en el que se fijan las tarifas de acceso que deben cubrir los costes de la gestión comercial de los distribuidores para los consumidores cualificados, los costes

permanentes del sistema y los gastos de seguridad. Las tarifas de acceso en España dependen del nivel de tensión, y por tanto depende si se conectan en Red de Transporte o Distribución.

Con solo un montante se pueden incluir todos los niveles de tensión, o puede tener una configuración punto a punto, donde el cliente paga al propietario de cada red que ha usado. La opción de concentrar todo en un único peaje es la opción Española. Desde 2011, los generadores también tienen que contribuir en esas tarifas de acceso, aunque esto no es del todo cierto, tengamos en cuenta que el generador traspasará el concepto de tarifa hacia el consumidor final. Estas son Algunas de las tarifas españolas. Las subrayadas son las que corresponden con los clientes tipo;

NOMBRE	RANGO POTENCIA	PERIODO HORARIO	NIVEL TENSION
<u>TUR</u>	< 10 kW	1 ó 2	Baja Tensión
<u>2.0</u>	< 10 kW	1	Baja Tensión
<u>2.1 A</u>	10 < P < 15	1	Baja Tensión
<u>2.1 DHA</u>	10 < P < 15	2 ó 3	Baja Tensión
<u>Tarifa 3.0A</u>	> 15 kW	3	Baja Tensión
<u>Tarifa 6.1</u>	< 450 kW	6	Alta Tensión
<u>Tarifa 6.2</u>	-	6	Alta Tensión
<u>Tarifa 6.3</u>	-	6	Alta Tensión
<u>Tarifa 6.4</u>	-	6	Alta Tensión

Ilustración 12; Tarifas de Acceso a Red, elaboración propia

La tarifa regulada se utiliza para incluir aquellos conceptos que no están relacionados con el flujo de energía por las líneas. También vistos como costes permanentes.

La tarifa de acceso en España puede incluir diferenciación horaria para usuario doméstico de forma voluntaria. Para aquellos clientes industriales tienen tarifas de acceso que son distintas en función de las horas del día, en función de las estaciones del año o dependiendo del tipo de días (laborables y festivos). Entendemos que existe diferenciación horaria porque así se traslada al cliente la información sobre las horas donde la red está más saturada la red y así poder hacer un uso más eficiente de la misma. Los costes metidos en las tarifas de acceso son;

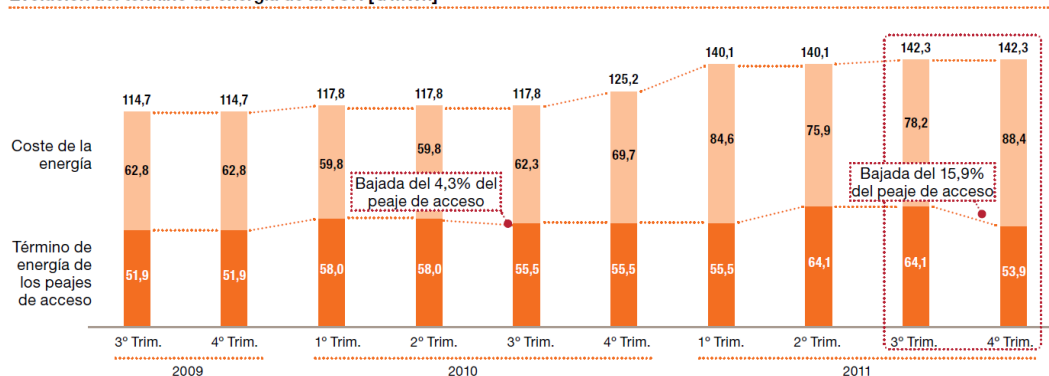
- Transporte y la distribución de electricidad
- Primas por fomentar el desarrollo de las energías renovables. (incentivos)
- Tarifa especial para las grandes empresas industriales
- Déficit de tarifa
- Moratoria nuclear
- Extras peninsulares (primas o extra costes que se les da a las Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla).

A través de Reales Decretos o por Órdenes Ministeriales se establecen, a priori, los precios de las tarifas de acceso. Es importante añadir que no existe en España la discriminación geográfica porque el precio de la transacción no varía en función del lugar donde se realice, evitando así discriminaciones geográficas dentro del territorio nacional. Imaginemos que no fuera así, la electricidad en los archipiélagos sería más alta ya que se utilizan centrales generadoras de motores alternativos, con costes más altos y, en principio, no sería justo.

Haciendo un resumen de lo mencionado con anterioridad, podemos concluir que las tarifas de acceso aseguran la recuperación de los costes de las actividades del monopolio natural (Suficiencia tarifaria). La transparencia de los modelos de cálculo de las tarifas de acceso solo se incumplió en 2010, el día 31 de diciembre.

Dentro de los costes de diversificación y seguridad están incluidos aquellos que corresponden a la moratoria nuclear, que obligó a los propietarios de los proyectos de construcción a paralizar sus obras por el Estado español, y el Gobierno entendió que debían recibir una compensación que cubrieran las inversiones realizadas en un plazo de 25 años desde que entrara la ley 40/1994. Otra parte que también cubre son las primas del régimen especial que se usan para establecer y consolidar la inversión en generación con energía renovable, así puedan ser más atractivas para el inversor ya que sino no son competitivas en absoluto. Son necesarias porque es más caro todavía generar con éstas que con las convencionales. Se intenta mostrar todo esto con la mayor sencillez dentro del marco jurídico.

Evolución del término de energía de la TUR [€/MWh]



Fuente: BOE, CNE, análisis PwC.

Ilustración 13; Evolución del precio del Término de Potencia, fuente PwC

2.4) Agentes en el Mercado Español

2.4.1) Generadores

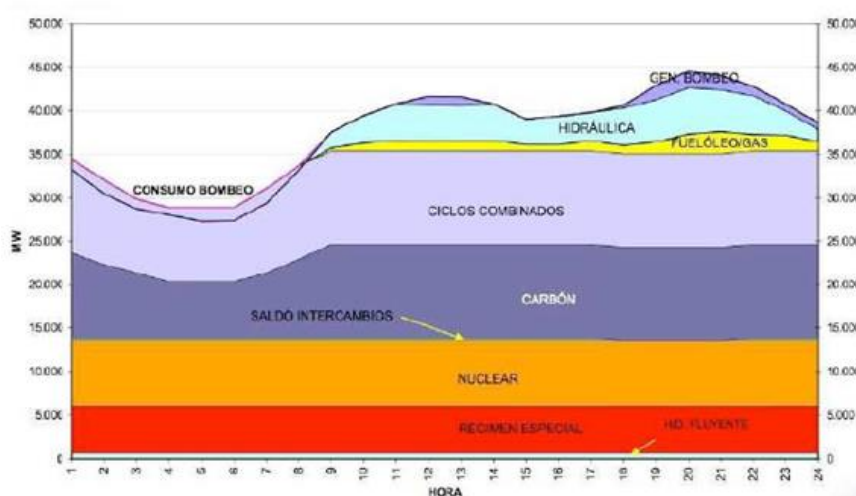


Ilustración 14; Curva Diaria de demanda con estrato energético por cada tecnología. Fuente REE.

Para este trabajo sólo debemos fijarnos en las características que tiene cada tecnología a la hora de verter energía a red. En el caso de las centrales nucleares siempre proporcionan su potencia nominal, sin variación, y funcionan un gran porcentaje de las horas del año, sólo paran un mes (parada técnica). Las centrales hidráulicas, aun siendo renovables, no olvidemos que son despachables, esto nos permite verter “siempre que queramos” pero atendiendo a los recursos hidrográficos. Las placas fotovoltaicas no darán nunca energía por la noche. Todas estas especificaciones hay que tenerlas en cuenta a la hora de establecer un criterio de clasificación. Para el Estado, escribo literalmente, se clasifican en;

- **Régimen ordinario.** Es la generación tradicional. Utiliza principalmente tecnologías tradicionales como fuel-oleo, carbón gas natural, ciclos combinados e hidráulica. Compiten entre sí en el mercado mayorista liberalizado.
- **Régimen especial.** Es la generación que recibe una prima o incentivo del Estado. Tienen preferencia de venta. Son aquellas instalaciones que usen cogeneración u otras maneras de producir energía asociadas a actividades no eléctricas (Una central de ciclo Combinado puede usar el calor que no utiliza para calentar un vecindario cercano). Se considera también régimen especial a todas las instalaciones que use una fuente de energía primaria no consumible, o biocombustible siempre que el titular no realice actividades en régimen ordinario. Desde 2004 pueden competir en el mercado mayorista

2.4.2) Transportista y Operador del Sistema [7]

La función principal del Operador del Sistema, Red Electric de España (REE) es garantizar la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico para el correcto despacho de los sistemas de producción y transporte, y así garantizar el constante equilibrio que es necesario en el Sector Eléctrico cuando se refiere a energía generada y consumida. Se entiende que opera bajo la objetividad, transparencia e independencia.

Red Eléctrica de España, S.A., empresa fundada en 1985 a través de la Ley 49/1984, de 26 de diciembre. Se orientó para gestionar el transporte de energía eléctrica y la operación de sistemas eléctricos. La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 [9] consolidó el papel de Red Eléctrica como pieza fundamental para el funcionamiento del sistema. La Ley 17/2007 modifica esta legislación para adaptarla a la Directiva Europea 2003/54/CE, ratificó a Red Eléctrica como el transportista único y Operador del Sistema Eléctrico Español.

Gracias a dicha ley, se establecieron periodos de absorción de las empresas que operaban en territorio extra-peninsular por parte del Transportista nacional. La ley se terminó de cumplir en 2011.

Además, REE también es la encargada del transporte de la energía eléctrica desde la generación hasta los clientes, ya estén conectados directamente a la Red de Transporte (400 ó 220 kV) como pueden ser los clientes industriales, o bien pequeños consumidores que lo hacen a través de las Redes de Distribución. Esta actividad corresponde a un sistema monopolista natural a nivel nacional. Esta no duplicidad oligopolista no permitiría disfrutar de las economías de escala ya que sólo uno sacaría ventaja de su competidor expulsándolo del mercado.

La Red de Transporte Española está compuesta por una red de transporte primario; líneas, parques, transformadores y los elementos que operen a tensión nominal mayor o igual 380 kV. Hemos de

añadir a esta lista las conexiones internacionales y los sistemas de los archipiélagos y extra-peninsulares.

La red de transporte secundario se compone por las líneas, transformadores y demás elementos eléctricos con tensiones mayores o iguales a 220kV. También se incluyen aquellas instalaciones que cumplan función de transporte pero de menor tensión nominal de la mencionada.

2.4.3) Distribuidores

La distribución es la actividad que tiene el objetivo de transmitir la energía que le llega de las Redes de Transporte al usuario final. Es una actividad regulada en los artículos del RD1955/2000 (26, 27, 28, 29, 40, 41 y 42).

Por tanto, un distribuidor es una entidad mercantil española o de la Unión Europea con establecimiento permanente en España que construye, mantiene y opera las instalaciones que posee. Para Redes 20 kV, 66 kV, 135 kV.

Esta actividad regulada se retribuye [9], según la Ley del Sector Eléctrico español, fijando la retribución que corresponda a cada agente atendiendo a los criterios técnicos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones y la energía que transmite. Desde RD 222/2008, se retribuyen la actividad con el fin de impulsar la mejora de la eficacia económica, técnica y de calidad. Hay dos tipos de distribuidoras, las mayores de cien mil clientes, y las que no llegan a cien mil clientes.

2.4.4) Clientes

Es importante entender que la previsión de la demanda cada día es un trabajo para el operador del sistema. Esto se hace a nivel técnico, pero teniendo el histórico de consumos de otros años y días previos. Influye mucho la meteorología en ese estudio, y por eso se deben hacer estudios conjuntos. Tenemos dos tipos de curvas, una para los meses de verano, donde se establecen una punta clara en las horas centrales del día. Y la de invierno, donde se establecen dos puntas de potencia, una en las horas centrales del día y otra en las del principio de la noche. Ambas curvas son del miércoles central de cada mes (Julio y Diciembre)

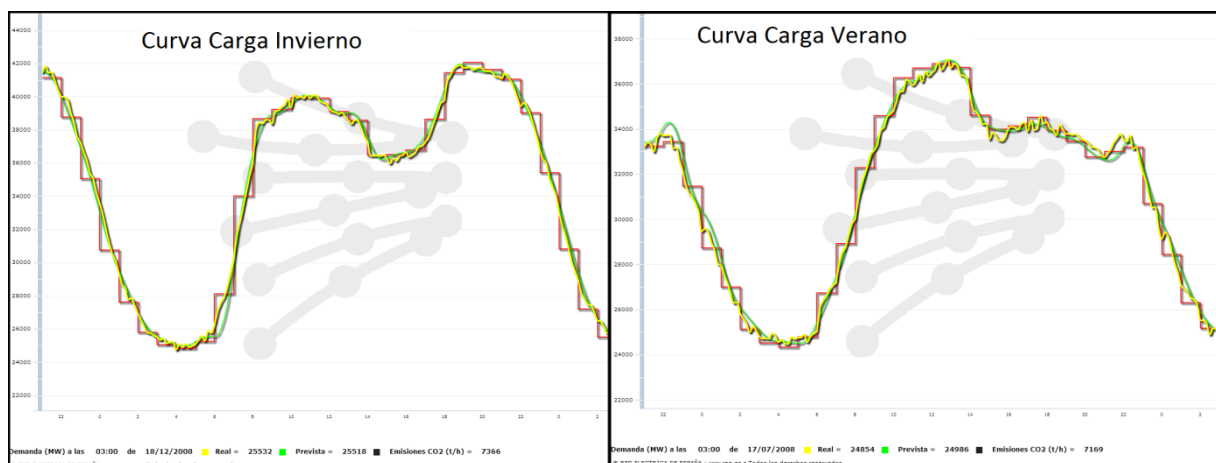


Ilustración 15; Curva Cargas diarias en invierno y verano, REE

Con la liberación del mercado se crea la figura de la comercializadora de electricidad y dos mercados: el mercado mayorista y el minorista. En el primer mercado las comercializadoras y los grandes consumidores directos compran la electricidad a los generadores. Estos deben abonar la tarifa de acceso a la red eléctrica.

En el mercado minorista los consumidores domésticos y pequeñas empresas tienen que contratar los servicios de una comercializadora para adquirir la energía eléctrica. El trabajo que realizará la comercializadora será el de intermediario entre consumidores y los generadores. Participa tanto en el mercado mayorista como el minorista.

DISTINTOS CLIENTES TIPO del TRABAJO FRONTIER ECONOMICS

Los clientes que hemos estudiado en este proyecto fin de grado, son los clientes tipo que utiliza Frontier Economics, salvo los del consumidor doméstico, que éste no lo estudiaba y hemos elegido un consumo medio de 3 personas en una vivienda durante un año. Están expuestos en la siguiente tabla. Establecemos que los clientes tienen ajustados sus factores de potencia a la unidad para sólo consumir potencia activa, siendo así nula la reactiva.

PERFILES DE CONSUMO (Clientes Tipo)					
DOMESTICO		Alta Tensión	PEQUEÑA	MEDIA	GRANDE
Potencia Contratada (kW)	4,4	Pico (MWh)	2500	13500	-
Energía Consumida (kWh)	300	Base (MWh)	2500	11500	-
		TOTAL (MWh)	5000	25000	250000
		Pot Contratada (kVA)	800	4500	29000
		Horas a Plena Carga	6250	5556	8620
SME	MW	% horas a Plena Carga	17,123	15,222	23,616
Potencia Contratada (MW)	160	Tensión de Conexión	MT	Transporte	AT

Ilustración 16; Tipos de Consumidores tipo, elaboración propia

2.4.4) Comercializadores

Consiste en la compra y venta de energía eléctrica. Los comercializadores pueden adquirir la energía en el mercado diario e intradiario, en el mercado a plazo, a generadores tanto del régimen ordinario como del régimen especial y a otros comercializadores. Por otro lado pueden vender energía bien a los consumidores mediante la libre contratación, bien directamente al mercado diario e intra-diario, en el mercado a plazo y a otros comercializadores. (Ministerio Industria)

2.4.5) Órganos Reguladores [10]

Comisión Nacional de Energía es el organismo regulador independiente que se encarga de velar por la competencia efectiva en los mercados energéticos, y por su objetividad y transparencia en beneficio de todos los sujetos que operan en el sistema, incluidos los consumidores.

En España es la CNE (Comisión Nacional de la Energía) creada por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y desarrollado por el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que aprobó su Reglamento.

La Comisión se configura como un organismo público con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como plena capacidad de obrar. La Comisión sujeta su actividad a lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, cuando ejerza potestades administrativas; a la legislación de contratos de las Administraciones Públicas, en su contratación de bienes y servicios; sometiéndose en el resto de su actividad al derecho privado.

La Comisión Nacional de Energía ha estado inicialmente adscrita al Ministerio de Economía, y en la actualidad al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el cual ejerce el control de eficacia sobre su actividad y se rige por lo dispuesto en la Ley del Sector de Hidrocarburos y en el Reglamento de la CNE, por las disposiciones de la Ley General Presupuestaria que le sean de aplicación y por la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

La Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social en su artículo 19, Uno, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos que establece el sistema de financiación de la CNE. Desde el 1 de enero de 2002, esta modificación constituye un cambio sustancial en el sistema de financiación de este Organismo.

Aquí se exponen algunas funciones de la CNE:

Funciones Normativas

Dicta Circulares de desarrollo y ejecución de las normas de los Reales Decretos y de las Órdenes Ministeriales del Ministerio de Economía que se adhieren al BOE (Boletín Oficial del Estado)

Funciones Ejecutivas

- Realiza la liquidación de los costes del Transporte y de la distribución de la energía eléctrica, de los costes permanentes y de otros que se establezcan de forma general para todo el sistema.
- Acuerda la iniciación de expedientes sancionadores y realiza la instrucción de los mismos, siempre que sea competencia de la Administración General del Estado español.
- Autoriza las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas, o actividades que estén sujetas a una intervención de la Administración, que implique una relación de sujeción especial en sociedades, que realicen actividades de naturaleza mercantil.
- Acuerda su organización y funcionamiento interno y selecciona y contrata a su personal cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa vigente al respecto en el ámbito de la Administración General del Estado.

2.4.6) Operador del Mercado: OMIE

El Operador del Mercado se encarga de la gestión del sistema de compra-venta de energía eléctrica en el mercado diario e intra-diario.

En la Ley del Sector Eléctrico queda establecida la figura del Operador del Mercado-OM- (Artículo 33 de la Ley 54/1997). En esta ley quedan referidas todas las funciones que debe realizar el Operador del Mercado para hacer la gestión económica del sistema. El OM tiene la responsabilidad, desde 1998, de la gestión de oferta y compra-venta de la energía eléctrica. Además debe incorporar los resultados de los mercados diarios e intra-diarios de electricidad.

Las funciones correspondientes al operador del mercado fueron encomendadas normativamente a la sociedad Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A. (OMEL), que a partir de 30 de junio de 2004, cambió su denominación social por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A. (OMIE).

Se estableció un convenio entre el Reino de España y la República Portuguesa en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, donde se regulaba el mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL), se aprobó una nueva estructura organizativa en virtud de la cual el Operador del Mercado Ibérico (OMI) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades matrices, con participaciones cruzadas entre sí del 10%, y ostentando asimismo cada una de ellas la propiedad de un 50% en el capital de dos sociedades gestoras del mercado, operando la sociedad gestora portuguesa, OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP), el mercado a plazo y la sociedad gestora española OMI, Polo español S.A. (OMIE), el mercado spot.

Los consumidores han financiado las actividades del OMEL a través de las tarifas de acceso hasta el 1 de julio de 2009. Desde entonces se financia a través de los precios determinados por el MITYC cobrando a los generadores del Mercado Ibérico, tanto en Régimen Ordinario como en Especial.

En virtud de lo anteriormente expuesto, desde 1 de julio de 2011, la sociedad OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE), asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL, mientras que la sociedad Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMEL) se configura como una sociedad tenedora de acciones, que poseerá el cincuenta por ciento (50%) de cada una de las sociedades gestoras anteriormente mencionadas y el 10% de la sociedad matriz portuguesa, OMIP–Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A.” []

a) Mercado Mayorista

El precio final de la energía utilizado para el cálculo de las tarifas eléctricas españolas, ha sido calculado mediante la media de los precios horarios del mercado mayorista. La explicación detallada, así como el procedimiento de cálculo mediante MATLAB. Aquí se establecen los resultados obtenidos para los diferentes periodos tarifarios de las tarifas 6.X.

>> medper1

medper1 = 83,6658

>> medper2

medper2 = 71,4342

>> medper3

medper3 = 67,0868

>> medper4

medper4 = 64,5587

>> medper5

medper5 = 61,7492

>> medper6

medper6 = 47,4598

En el MLE (Mercado Liberalizado Electricidad) el precio de la energía eléctrica estaba totalmente regulado por el Estado. Sin embargo, en el mercado liberalizado se siguen teniendo dos partes del precio bien diferenciadas: La parte de mercado, que se obtiene de la casación, y la componente regulada.

- **Parte regulada.** La parte regulada del precio está formada por los costes necesarios para el buen funcionamiento del sistema eléctrico. Incluye los costes de transporte, distribución, comercialización, moratoria nuclear, pagos a las energías renovables. En la componente regulada existe otro concepto que son los denominados pagos por capacidad. Retribuyen la capacidad instalada del sistema de generación para mantener un margen de seguridad o de garantía de suministro. Este pago retribuye a los generadores.
- **Parte de mercado.** Es la parte obtenida por los mecanismos del mercado (subastas, contratos bilaterales, etc.). De todos los precios horarios de la energía es de donde arriba se hace el estudio.

En mercado de electricidad se establecen diferentes periodos para la realización de ofertas. Está separado en tres mercados donde se negocian las ofertas de compraventa de energía a largo plazo, en el día anterior y en el mismo día de suministro. Cada mercado es gestionado por diferentes organismos.

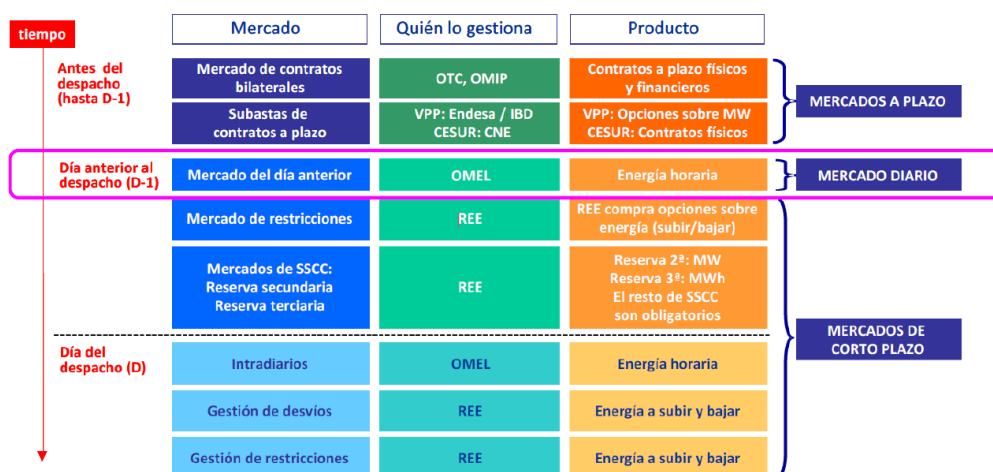


Ilustración 17; Desarrollo temporal del Mercado Eléctrico Nacional. Fuente OMIE.

- **Mercado diario.** Consumidores y generadores acuerdan la cantidad de energía a intercambiar
- **Mercado intradiario.** Los participantes modifican sus programas casados en el mercado diario, acordando nuevos intercambios a diferente precio. Es un mercado de ajustes.
- **Mercado de operación.** Orientados a mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo. Gestionados por REE.

Curva de oferta.

Los vendedores envían sus ofertas de energía para un precio determinado, y a su vez, para cada una de las horas del día y es Operadores del Mercado (OMIE) quien las agrega en una única curva de precio ascendente. Son curvas por tramos que corresponden, en general, a las centrales de la misma tecnología.

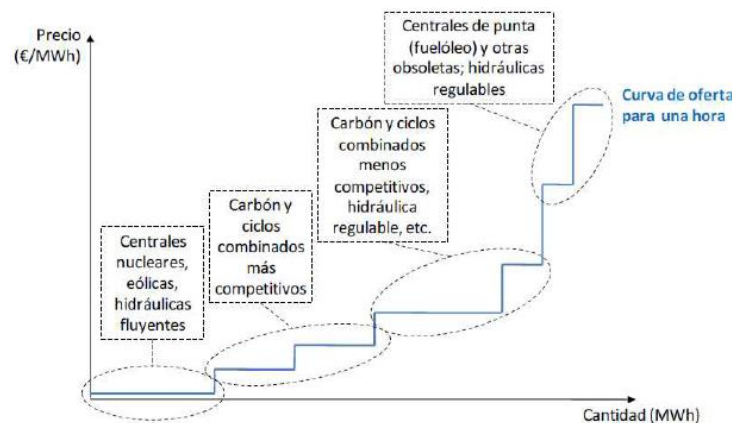


Ilustración 18; Curva de Oferta mercado diario de un día X, energía y sociedad

Las ofertas de los generadores tienen que cumplir ciertos requisitos, así que son supervisados por la Comisión Nacional de la Energía (CNE). Esta entidad se encarga de velar por el cumplimiento, por parte de los agentes, de los principios que forman la libre competencia.

Curva de demanda

Existen tres tipos de consumidores: los de grandes tamaños (grandes industrias, transporte ferroviario, etc.), tamaño medio (empresas de sectores industriales y servicios) y pequeños consumidores. Muchos consumidores acuden al mercado liberalizado a través de los denominados comercializadores que ofertan una serie de precios y se encargan ellos de comprar energía en el mercado eléctrico.

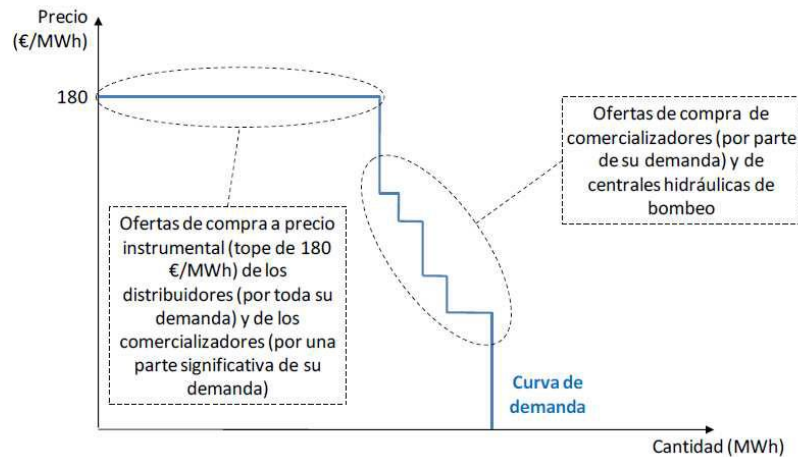


Ilustración 19; Curva de Demanda mercado diario de un día X, energía y sociedad

b) Mercado Minorista

El suministro final de la electricidad se hace a través de Comercializadoras a cambio de contraprestación. Estas empresas adquieren la energía del mercado de producción a través del mercado diario, mercado a plazo o la contratación bilateral. La empresa debe hacer un buen seguimiento del segmento del mercado que tiene para adaptarse a las necesidades del cliente, recordemos que la electricidad es una forma de energía no almacenable a esta escala. Para transportar la energía, estas empresas disponen de las Red de Transporte y Distribución gracias a la contratación de los peajes de acceso, que están regulados por la Administración Central. Estas empresas deben sacar al mercado unas ofertas que tienes que transmitir por sus canales de venta. El hecho de aceptar la oferta puede optar por contratar incluso por teléfono (Según RD1906/1999).

c) Mercado a plazo [6]

Los mercados a plazo se dividen entre contratos bilaterales y subastas a plazo. En el primero se establece un acuerdo entre generador y consumidor por un determinado precio y tiempo y es supervisado por OMIP (véase figura 4.9). En la subastas a plazo se acuerdan unas cantidades para un determinado plazo donde puede encontrarse cualquier generador con intención de vender y cualquier comercializador con intención de adquirir energía a un precio estable.

En las subastas que se realizan en día anterior al suministro (D-1) comercializadores y generadores envían sus ofertas de compra y venta por cada hora del día siguiente y es el OMIE quien se encarga de casar las ofertas.

Con los volúmenes de energía contratados para el día en cuestión OMIE y REE se encargan de ajustar los desvíos que se producen a lo largo del día para casar adecuadamente producción y consumo.

2.5) Tarifas Españolas

El precio de la electricidad que paga el cliente se descompone en dos partes; La primera es el precio de las actividades cerradas a competencia y las que están abiertas a la competencia. En algunos países, como España, en las tarifas de acceso incluyen los sobrecostos de las que operan en régimen especial y sistemas insulares. En el caso de Francia, lo tributan como impuesto.

Se ha usado el BOE del 26 Abril de 2012 como referencia de precios de energía. [B]

NOMBRE	RANGO POTENCIA	PERIODO HORARIO	NIVEL TENSION
TUR	<10 kW	1 ó 2	Baja Tensión
Tarifa 3.0A	>15 kW	3	Baja Tensión
Tarifa 6.1	<450 kW	6	Alta Tensión
Tarifa 6.4	-	6	Alta Tensión

Ilustración 20; Requisitos de Clientes para cada tarifa del TFG

2.5.1) TUR [11] Composición del Cálculo

La Tarifa de Último Recuso se obtiene con la suma del precio de la subasta CESUR, la componente regulada y un margen de beneficios fijado desde la administración, a las Comercializadoras de Último Recurso.[11]. Los cálculos de la Tarifa de Último Recurso están definidos a continuación.

Es una tarifa que decreta el gobierno a través del BOE para aquellos que no quieran o no puedan acceder al mercado liberalizado de la energía. “A partir del 1 de julio de 2009 entró en vigor un nuevo sistema de tarifas eléctricas en el que coexistirán, por un lado, el mercado libre, y por otro lado, una tarifa fijada por el gobierno: la Tarifa de Último Recurso (en adelante TUR).

Conceptos de Tarifa

- **Término de Potencia:** Este importe se calcula haciendo el producto de la potencia contratada y un coeficiente actualizado periódicamente por el Gobierno de la Nación. Nuestro consumidor tipo definido con potencia contratada de 4,4 kW , tendrá el siguiente calculo:

$$Facturacion Tp (€) = Potencia Contratada (kW) \cdot Tp \left(\frac{€}{kW} \right)$$

$$Facturacion Tp (€) = 4.4 (kW) \cdot 21.893189 \left(\frac{€}{kW} \right)$$

El coeficiente se ha obtenido de la tabla del BOE 29 Junio de 2012

- **Termino de Energía** Se obtiene del producto entre el precio del kWh y el consumo que se ha tenido.

$$Facturacion Te (€) = Potencia Consumida (kWh) \cdot Te \left(\frac{€}{kWh} \right)$$

$$Facturacion Te (€) = 300(kWh) \cdot 0.149198 \left(\frac{€}{kWh} \right)$$

La TUR es el precio regulado por el gobierno para el suministro obligatorio a los clientes domésticos que no quieren o no pueden buscar otras ofertas en el mercado. Se configura como una tarifa refugio y está reservada para los consumidores que tienen una potencia contratada inferior a 10 kW, segmento en el que se encuentran prácticamente todos los consumidores domésticos.

El Estado ya no tiene la capacidad de fijar un precio en el marco liberalizado. Para fijar un precio a la tarifa, se crearon los Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (comúnmente conocido como subastas CESUR) que están organizadas por OMEL” –Ministerio de Industria.

El precio de la energía consumida es parte de lo que forma la tarifa eléctrica. Antes de que se fije ese precio los agentes del sector eléctrico (Compañías eléctricas, Gobierno, CNE) deben cumplir:

- Compañías: Tienen la obligación de remitir al gobierno las inversiones que han llevado a cabo en las actividades que están reguladas. Estas actividades son:
 - Transporte; REE único transportista en España que se encarga de las redes que están entre los 220 y 400 kV
 - Distribución; Hay varios distribuidores, es cada empresa la que debe reportar a la Administración las inversiones en sus instalaciones que pueden ser las redes de menor a 220 kV y que incluye las redes de Baja Tensión.
- Gobierno;
 - Verificar esos informes que han reportado los agentes
 - Enviar su propuesta a la CNE (organismo que se encarga de salvaguardar la competencia efectiva en lo referente a los sistemas energéticos. Vela por la seguridad, transparencia y buen funcionamiento de absolutamente todos los agentes que operan dentro de los sistemas energéticos, también de los consumidores.
- CNE: Escribe un informe que devuelve al Gobierno. Esta función es una de las competencias más importantes que tiene.
- Gobierno: Será quien valore y justifique las decisiones que no estén acorde con las recomendaciones de la CNE. Ya justificado, es el Ministerio de Industria del Gobierno de la Nación quien publica de forma regular el precio actualizado de los términos de potencia y energía.

Se les aplica a aquellos consumidores que estén conectados en BT y que hayan contratado una potencia menor a los 10 kW. En este intervalo suelen estar la grandísima mayoría de los consumidores domésticos.

Solo hay 5 empresas CUR que fueron designadas por el Gobierno y se dedican a comercializar los paquetes de energía para los consumidores adscritos a la TUR.

Endesa Energía XXI, S.L.
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
Unión Fenosa Metra, S.L.
Hidrocantábrico Energía Último Recurso S.A.U.
E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

Ilustración 21; Comercializadoras Último Recurso

Impuestos y tasas

- Impuesto Eléctrico Según la ley 66/1997 del 30 de diciembre Ley de Medidas Fiscales Administrativas y del Orden Social: “es un impuesto especial de fabricación que, mediando un contrato de suministro de energía eléctrica oneroso, se devenga en el momento en que resulta el precio, y es objeto de repercusión a los que adquieren este producto. “ Es por ello, que debería gravar a los bienes o servicios que realmente el usuario consume. Pero este impuesto, además de gravar el consumo, también grava el termino de potencia (que no es un bien fabricado ni consumido) Tiene dos partes pues;
 - Terminio de potencia 1.051113%
 - Terminio de consumo 4.864%

$$Facturacion\ Impuesto\ (€) = ((Fact\ TP + Fact\ TE) \cdot 1.051113) \cdot 4.864\%$$

Es importante entender que el impuesto es de 5.11%.

- Alquiler Equipos; Son los aparatos necesarios para medir la electricidad. Las características que miden son
 - Energía Activa Mide el consumo de Potencia activa en un periodo
 - Energía Reactiva Mide el consumo de Potencia reactiva en un periodo. Se penaliza con recargo si no se tiene una buena compensación de reactiva.
 - Potencia Máxima Mide el consumo máximo por unidad de tiempo

La Regulación del Estado permite que la propiedad del contador, bien sea de la compañía o bien del propio consumidor. Hay más de 28 millones de contadores de luz y 25 de ellos pertenecen a las compañías eléctricas.

Estas compañías los alquilan a sus clientes por un precio fijado también por el Gobierno de la Nación. Este precio también incluiría los ICP (Interruptores de Control de Potencia)

Creo que es importante destacar que, puede o no ser el dueño del contador de la comercializadora de último recurso. Es por ello que si es la misma, se facturara íntegramente el propio alquiler. Sino habrá un margen por parte del tercero.
- Impuesto sobre Valor Añadido: Como vemos la electricidad es de doble imposición. Actualmente al 21%.

2.5.2) Tarifa Baja Tensión 3.0A

BT (3.0 A) Si se contrata una potencia superior de 15kW. Se establece el segundo escalón de baja tensión, se diferencia de las tarifas 2.X porque siempre factura en 3 periodos tarifarios (punta, valle y llano). Pero además se establece una diferencia entre invierno y verano. Y

dentro de esta división se establecen diferentes zonas. Seguido vienen los resultados de los cálculos de las horas del año para cada periodo tarifario.

HORAS // MESES	En	Feb	Marz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic											
0 -1	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3	P.T 3											
1-2																							
2-3																							
3-4																							
4-5																							
5-6																							
6-7																							
7-8																							
8-9	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2											
9-10				P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2														
10-11				P.T 1	P.T 1	P.T 1	P.T 1	P.T 1	P.T 1														
11-12																							
12-13																							
13-14																							
14-15				P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2				P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2						
15-16																							
16-17																							
17-18																							
18-19	P.T 1	P.T 1	P.T 1							P.T 1	P.T 1	P.T 1						P.T 1	P.T 1	P.T 1	P.T 1		
19-20																							
20-21																							
21-22																							
22-23	P.T 2	P.T 2	P.T 2							P.T 2	P.T 2	P.T 2						P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2	P.T 2
23-00																							

	Tp	Te (€/kWh)	Te (c€/kWh)
Periodo1	16,998	0,0736	7,3603
Periodo2	10,199	0,04933	4,9333
Periodo3	6,7991	0,01832	1,8323

Ilustración 22; Tarifas de Acceso, Elaboración propia

	h/ INV	h/ VER	h PER x INV	h PER x VER	TOTAL
P1	4	8	728	1464	2192
P2	12	13	2184	2379	4563
P3	8	3	1456	549	2005
	24	24	4368	4392	8760

Ilustración 23; Calculo de las horas por periodos estivales. Elaboración Propia

2.5.3) Tarifas Alta Tensión Industrial 6.X

Son tarifas generales para alta tensión que regula el marco español y sólo se tiene en cuenta el nivel de tensión al que se conecta el cliente, la energía consumida o potencia contratada [13].

Estas tarifas se facturan en 6 periodos obligatorios. Lo más importante antes de abordar el sistema horario es establecer las temporadas eléctricas y los tipos de días, tendremos sólo en cuenta la península porque al ser un estudio comparativo no podemos tener en cuenta la

diferenciación horaria entre territorios españoles media sin incurrir a errores, debemos tener en cuenta que este sistema de contabilización de horas no corresponde al de nuestros socios europeos.

2.6) Cálculo Tarifas: Precio Electricidad

Para obtener el precio de la energía establecimos una programación en MATLAB para obtener el precio medio de la energía. Hemos de tener en cuenta que en la regulación española tenemos 8760 precios en un año no bisiesto. Lo que establecimos es sacar un precio medio, pero no de todo el año, sino que al tener que usarlo para 6 periodos tarifarios lo calculamos en función de esta restricción.

Cada mes lo establecimos como un vector, cuyas posiciones tienen los precios. Para poder hacer la curva monótona de precios, establecimos una matriz (matanyo) como el conjunto de todos los vectores, después ordenamos cada posición (independientemente del mes al que perteneciera) y se ordena de forma descendente. Esta matriz la troceamos en función de los periodos tarifarios.

```
matmes12=reshape(mes12',1,744);
matanyo=[matmes1 matmes2 matmes3 matmes4 matmes5 matmes6 matmes7 matmes8
matmes9 matmes10 matmes11 matmes12];
matord=sort(matanyo, 'descend');
```

```
matper1=matord(1:626);
matper2=matord(627:1496);
matper3=matord(1497:1925);
matper4=matord(1926:2640);
matper5=matord(2641:3616);
matper6=matord(3617:8760);

>> medper1=mean(matper1);
>> medper2=mean(matper2);
>> medper3=mean(matper3);
>> medper4=mean(matper4);
>> medper5=mean(matper5);
>> medper6=mean(matper6);
```

```
>>
>> medper1
medper1 = 83,6658
>> medper2
medper2 = 71,4342
>> medper3
medper3 = 67,0868

>> medper4
medper4 = 64,5587
>> medper5
medper5 = 61,7492
>> medper6
medper6 = 47,4598
```

DOMESTICO: TUR con DH y sin DH [11] [12] [Anexo 2]**Consumidor Domestico**

Potencia Contratada (kW)	4,4
Energía Consumida (kWh/año)	3600

<div> <div>Tp</div> <div>(€/kW</div> <div>Te (€/kWh)</div> <div>año)</div> </div>	€/kW año	Sin DH	Periodo 1	Periodo 2
TUR sin DH (Pc<10kW)	21,893189	0,149198		
NO TUR con DH (Pc>10kW)	21,893189		0,180838	0,06794

TUR sin Discriminación Horaria

Potencia Contratada (kW)	4,4
Energía Consumida (kWh/mes)	300
<p>1- TARIFA REGULADA capacidad, el pago por comercialización</p> <p>El peaje de acceso a las redes tiene como finalidad cubrir una serie de costes de actividades reguladas del sistema eléctrico*. Tiene dos componentes, uno proporcional a la energía consumida, con un precio expresado en €/kWh y otro dependiente de la potencia contratada, con un precio expresado en €/kW/año**.</p> <p>* Básicamente son: transporte, distribución, operación del sistema, compensación a la generación Extra peninsular, primas a energías de régimen especial, pago anual del déficit, etc.</p> <p>** En la última revisión trimestral, tomada por el nuevo gobierno tras las elecciones del 20 noviembre 2011, se ha mantenido el criterio de compensar las variaciones del precio de la energía con las de los peajes, con el objetivo de no incrementar los precios nacionales. Así, la rebaja de precios de la CESUR se ha compensado con un aumento del precio del peaje dependiente de la energía.</p>	
1.a) Termino Potencia:	$4.4\text{kW} \cdot 21,893189 \text{ €/kW} = 96,33 \text{ €}$
1.b) Termino Energía	$300\text{kWh/mes} \cdot 0,149198 \text{ €/kWh} = 537,11 \text{ €}$
SUB TOT 1 (antes impuestos)	633,44 €
Impuesto Electricidad (€/año)	$633,4 \cdot 0.01051 \cdot 0.04864 \cdot 12 = 3.89 \text{ €}$
En España, el denominado impuesto eléctrico está destinado a las CC.AA. El tipo impositivo es del 4,864% y la base impositiva es el resultado de multiplicar por el coeficiente 1,05113 la suma de los importes de energía, peaje de acceso y pagos por capacidad y por comercialización	
Alquiler Equipos (€/año)	$0.81 \text{ €/mes} \cdot 12 \text{ mes} = 9,72 \text{ €}$
SUBTOTAL (antes IVA)	647,05 €
IVA En España, el IVA es del 21 % y se aplica sobre todos los conceptos precedentes (incluido el impuesto sobre electricidad).	135,88 €
TOTAL /año	782,93 €
MEDIA mensual	65,24 €

Ilustración 24; Cálculo de la TUR. Elaboración Propia

TUR con DH	
Potencia Contratada (kW)	4,4
Energía Consumida P1(kWh)	100
Energía Consumida P2(kWh)	200
TERMINO POT fact	96,33 €
TERMINO ENERG fact	380,06 €
SUB TOT 1 (antes impuestos)	476,39 €
Impuesto Electricidad	0,24 €
Alquiler de Equipos	9,72 €
SUBTOTAL (antes IVA)	486,36 €
IVA	102,13 €
TOTAL /año	588,49 €
MEDIA mensual	49,04 €

Ilustración 25; Tabla 7; Calculo de TUR con Discriminación Horaria. Elaboración propia

Se observa que utilizando la energía eléctrica en las horas de precio bajo, la factura se ve reducida en 16€, lo que supone un ahorro del 24 %.

INDUSTRIAL EN BAJA TENSIÓN: Tarifa 3.0 A

BOE 26 Junio 2012

En el documentos de Excel "CAP2_ESP, hoja –BT- "se establecen los cálculos.

	Te (€/kWh)	Te (c€/kWh)
Periodo1	0,073603	7,3603
Periodo2	0,049333	4,9333
Periodo3	0,018323	1,8323

BAJA TENSION TARIFA 3.0 A				
	h USO	% uso /periodo	Pc (kVA)	Ec (kWh)
PERIOD 1	548,5004566	0,250	100	54850,04566
PERIOD 2	2376,822945	0,521	100	237682,2945
PERIOD 3	458,9069635	0,229	100	45890,69635
TOTAL	3384,230365	1,000		338423,0365

Facturación Peaje	Facturación Peaje	Energía	SUB TOT1
Tp (€)	Tp (€)	(€)	
4.037,13 €	4.037,13 €	2.797,35 €	53.866,25 €
11.725,58 €	11.725,58 €	12.121,80 €	IMP. ELECTRICO
840,86 €	840,86 €	2.340,43 €	2.698,70 €
16.603,56 €	16.603,56 €	17.259,57 €	
			Alquiler Equipos
			179,64

IVA
11.916,36 €

TOTAL con IVA
68.660,95 €

CUOTA MEDIA MES
5.721,75 €

Ilustración 26; Calculo de la Tarifa 3.0A. Cliente Industrial en Baja Tensión. Elaboración propia

Hemos de mencionar que la tarifa 3.0A tiene discriminación horaria obligatoria. La parte de regulada de la factura se divide en tres periodos, y en cada periodo tenemos valores distintos del término de energía y el término de potencia. El porcentaje de uso se ha decidido teniendo en cuenta las curvas de carga normalizadas de clientes industriales en baja tensión.

INDUSTRIAL EN ALTA TENSION : Tarifa 6.X

En el documento de Excel "CAP2_ESP, hoja –AT-No optim- " se establecen los cálculos.

Tarifa 6.1(No optimizada)

Datos Regulados de Tarifa

BOE 26 Junio 2012		
Tarifa 6.1		
	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)
Periodo1	17,683102	0,075697
Periodo2	8,849205	0,056532
Periodo3	6,476148	0,030124
Periodo4	6,476148	0,014992
Periodo5	6,476148	0,009682
Periodo6	2,954837	0,006062

Tarifa 6.1 No optimizado					
				Facturación Peaje	
	% USO	Pot Contr (kVA)	E Cons (kWh)	Tp (€)	Te (€)
PERIOD 1	0,050985	800	3,57E+05	721,26 €	27.046,99 €
PERIOD 2	0,070858	800	4,97E+05	501,63 €	28.072,40 €
PERIOD 3	0,03494	800	2,45E+05	181,02 €	7.376,25 €
PERIOD 4	0,058234	800	4,08E+05	301,71 €	6.118,31 €
PERIOD 5	0,079492	800	5,57E+05	411,84 €	5.393,63 €
PERIOD 6	0,41896	800	2,94E+06	990,37 €	17.798,47 €
	0,71 €	4.800,00 €	5.000.000,00 €	3.107,83 €	91.806,05 €

Facturación Energía MD			
Precio medio E (€/MWh)	Facturación E (€)	SUB TOT1	IMP. ELECTRICO
83,6658	29.894,29 €	376.876,72 €	19.247,85 €
71,4342	35.472,46 €	Alquiler Equipos	TOTAL con IVA
		311	479.310,73 €
67,0868	16.427,08 €		
64,7492	26.424,47 €		CUOTA MENSUAL MEDIA
61,7492	34.399,10 €		39.942,56 €
47,4598	139.345,44 €		

Ilustración 27; Cálculo de la Tarifa 6.1. Consumidor Industrial pequeño en Alta Tensión. Elaboracion propia.

Al igual que el caso 3.0 A, las tarifas 6.X tienen discriminación horaria obligatoria. La parte de regulada de la factura se divide en seis periodos, y en cada periodo tenemos valores distintos del término de energía y el término de potencia. El porcentaje de uso se ha decidido teniendo en cuenta las curvas de carga normalizadas de clientes industriales en baja tensión.

Tarifa 6.4 (No optimizada)

BOE 26 Junio 2012		
Tarifa 6.4		
	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)
Periodo1	10,712324	0,010659
Periodo2	5,3608	0,008843
Periodo3	3,923216	0,005069
Periodo4	3,923216	0,002878
Periodo5	3,923216	0,001858
Periodo6	1,790025	0,001281

Tarifa 6.4					
		Facturación Peaje		Facturación Energía MD	
Pot Contr (kVA)	E Cons (kWh)	Tp (€)	Te (€)	Precio medio E (€/MWh)	Facturación E (€)
29000	1,82E+07	15839,00281	1,94E+05	83,6658	1.518.868,93 €
29000	2,52E+07	11015,86641	2,23E+05	71,4342	1.802.284,87 €
29000	1,24E+07	3975,294564	6,31E+04	67,0868	834.626,88 €
29000	2,07E+07	6625,490939	5,97E+04	64,7492	1.342.574,66 €
29000	2,83E+07	9044,026793	5,26E+04	61,7492	1.747.749,36 €
29000	1,45E+08	21748,52756	1,86E+05	47,4598	6.888.125,53 €
174.000,00	250.000.000,00	68.248,21 €	777.859,18 €		14.134.230,23 €

Facturación Energía MD			
Precio medio E (€/MWh)	Facturación E (€)	SUB TOT1	IMP. ELECTRICO
83,6658	1.518.868,93 €	14.980.337,62 €	765.075,80 €
71,4342	1.802.284,87 €	Alquiler Equipos	TOTAL con IVA
		311	19.051.950,24 €
67,0868	834.626,88 €		
64,7492	1.342.574,66 €		
61,7492	1.747.749,36 €		
47,4598	6.888.125,53 €		
	14.134.230,23 €		

Ilustración 28; Cálculo de la Tarifa 6.4. Consumidor Industrial pequeño en Alta Tensión. Elaboración propia.

BIBLIOGRAFIA CAPITULO 2

- [1] Comisión Europea. Directiva 1996/92/CE. Año de publicación 1996.
- [2] Boletín Oficial del Estado (BOE). Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- [3] Boletín Oficial del Estado (BOE). Real Decreto 1164/2001, del 26 de diciembre de 2001.
- [4] Boletín Oficial del Estado (BOE). Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 28 de Noviembre de 1997
- [5] Boletín Oficial del Estado (BOE). Real Decreto 1464/1999 por el que se regulan las actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear.
- [6] .Ministerio de Industria , Turismo y Comercio. «Estadísticas y Balances energéticos». Consultado el Marzo 2013.
- [7] Fundación Gas Natural Fenosa. “La eficiencia energética en la generación eléctrica” Consultado el 25 de abril de 2012
- [8] Página web de www.ree.es (consultada Mayo 2016)
- [9] Boletín Oficial del Estado. Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 28 de Noviembre de 1997.
- [10] Boletín Oficial del Estado. Real Decreto 2819/1998, de 23 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica
- [10] www.cne.es
- [11] Boletín Oficial del Estado. BOE-A- 2011-8910. Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- [12] Boletín Oficial del Estado. BOE –A -2012-5527. Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Resolución de 28 de junio de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de julio de 2012.
- Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica

[13] BOE A-2011-5757: Orden ITC/688/2011 del de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011.

Bibliografía General al documento: CAPITULO 2

1. "The Energy Regulation and Markets review". David L. Schwartz
2. "Seminario Mercados de Electricidad" María Isabel Rebelo Teixeira Soares (isoares@fep.up.pt), CETE – Resecar Centre in Industrial, Labor and Managerial Economics, Universidade do Porto, Departamento de Economía, Rua Roberto Frías, 4200-464, Porto – Portugal. Andrés Faiña (fai@udc.es), Universidad de la Coruña, Depto. Análisis Económico, Campus. Elviña, s/n, 15171 A Coruña – Spain. José López Rodríguez (jolopez@udc.es). Universidad de la Coruña, Depto. Análisis Económico, Campus Elviña, s/n, 15171 A Coruña – Spain ISBN 9789729539640
3. "Mercados Europeos" Juan Luis Ríos, José Luis Rapún, Gregorio Relaño, Ángel Chiarri
4. "Overview of transmission tariffs in Europe Synthesis 2012" ENTSOE
5. Informe de PwC, "Diez puntos candentes del sector eléctrico español". Sector Eléctrico Español, imágenes.

CAPÍTULO 3:

ESTUDIO TARIFA ALEMANA



3.1) Sector Eléctrico Alemán

El sistema eléctrico en Alemania es el mayor de la Unión Europea. Alemania generó 617 TWh de electricidad en 2012, un 0,3% más que en 2011. La generación nuclear cayó por debajo de 100 TWh, el más bajo en al menos dos décadas. [1]

Los precios del gas se dispararon por encima del carbón, por lo que la generación a gas cayó 13 TWh, mientras que la generación a carbón marcada hasta 14 TWh, aumentó un 5%, todavía cerca de mínimos modernos, pero impulsado por un récord de 23 TWh de rentables exportaciones. Las renovables añadieron 15 TWh: aumentó del 20% del consumo de electricidad en el año 2011 al 23% en 2012.[2]

Producción renovable ha aumentado en un tercio sólo en los últimos dos años. Y a pesar de la mezcla de la energía solar, eólica, biomasa, hidráulica, etc no todos aumentaron al mismo tiempo, a final de 2012 la capacidad total de generación renovable rivalizaba con 82 GW demanda máxima del país. Impulsada por las competencias renovables, los precios mayoristas de la electricidad cayeron en picado. Y mientras que el PIB real, amortiguado por la crisis del euro, creció sólo un 0,7%, el consumo de electricidad cayó un 1,3%.

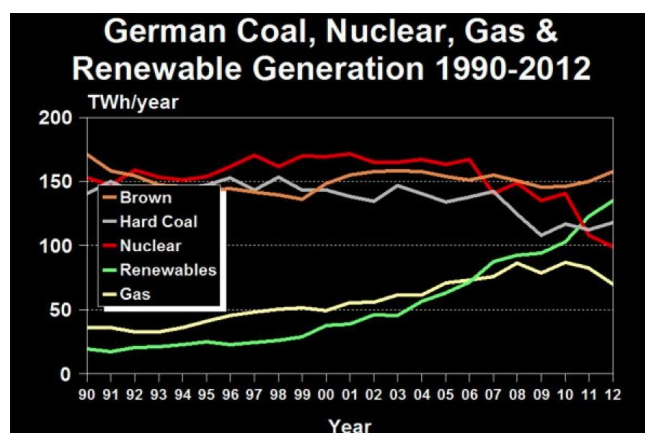


Ilustración 29; Evolución de las tecnologías en la generación Alemana. Fuente Wind Works.

De 2000 a 2012, sólo dos quintas partes del aumento en el precio de la electricidad doméstica se debieron al pago renovables. El coste de recargo renovables en 2012, para el hogar de tres personas alemán medio unos diez euros por mes, es aproximadamente el 3% de los costos totales de energía de los hogares, el 0,3% de sus gastos totales, o menos del 0,2% contando sus reducciones de costes de compensación. (Rocky mountain institute)

Las agencias de calificación están rebajando las principales las energías renovables, ahora más de un tercio de la capacidad de generación-tienen costes de funcionamiento casi cero en Europa. Por consiguiente, pueden provocar un déficit en las plantas fósiles, porque éstas funcionan menos horas y no siempre son capaces de cubrir los costes fijos. Por ejemplo, los precios al por mayor alemanes de la energía han caído cerca de un 30% sólo en los últimos dos años, dejando a un lado las grandes generadoras que invertido lo suficiente en energías renovables. [3]. En Alemania, hay cuatro empresas transportistas repartidas por un territorio delimitado de Alemania.

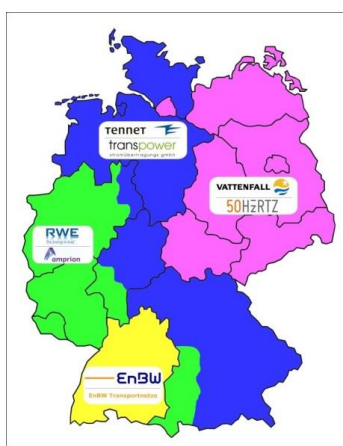


Ilustración 30, Operadores del Sistema y Transportistas Alemanes

Desde 2001, los GRT (transportistas) alemanes han adquirido su control, control primaria y reserva en un mercado de la energía de control abierto, transparente y no discriminatorio, de conformidad con las disposiciones de la Oficina Federal de la Competencia. La demanda de potencia en el control total de todas las Operadoras alemanas a aproximadamente 7.400 MW. El control y la potencia de control secundario se adquieren en un ciclo mensual de minutos de reserva todos los días para licitación.

La Red de Transporte se divide en Muy Alta Tensión (MAT-Hochstspannung) establecidos a 380kV ó 220 kV. Un nivel de intertransformación de alta tensión Umspannung Hochst y Hochspannung que puede tener los niveles de tensión anteriores y 110 kV. [3]

La Comercialización en Alemania tiene un nivel de competencia mucho mayor al del resto de compañías europeas, con más de 200 compañías distribuidoras, que están repartidas por todo el territorio nacional.

EnBW, de propiedad francesa, parecía ser el menos transparente de los cuatro - en la actualidad, sólo la publicación de 73% de todos los criterios de transparencia requeridos y el 65% del total posible.

Sin embargo, la disponibilidad de datos es sólo una parte. Los usuarios tienen que ser primero capaz de localizar la información y, a continuación.

- *El estudio también encontró que los hablantes alemanes tenían una clara ventaja sobre sus competidores que no hablan alemán. "Los cuatro operadores de las redes alemanas ofrecen versiones en inglés de sus sitios web, pero a menudo la información más detallada y actualizada a la fecha sólo está disponible en alemán."*

En general, se encontró que los cuatro operadores de la red alemana, en la publicación de los datos, se refieren a los mismos requisitos legales y utilizan un lenguaje similar a la establecida en las directrices del ERGEG. Estos resultados están en marcado contraste con los resultados publicados en la primera persecuidora de transparencia Platts 'de 2008 por Southwest Europe.

El sector alemán es especial, ya que no tiene una empresa a nivel nacional que se encargue del Transporte de energía porque tiene cuatro redes eléctricas regionales, cada uno operado por diferentes compañías.

3.2) Mix Eléctrico Alemán

Energía Térmica

Plantas eléctricas de carbón contribuyeron el 52% de la primera mitad de la demanda de electricidad de Alemania, ya que la producción de las centrales eléctricas de gas natural y turbinas de viento cayó.

La investigación Instituto Fraunhofer, estableció Las plantas de carbón aumentaron la producción en un 5%, hasta 130,3 TWh en los primeros seis meses de 2012 como la producción de las centrales eléctricas que queman gas cayeron un 17% a 21,9 TWh.

Las plantas de carbón - queman y generan contaminantes- fueron responsables de aproximadamente el 45 por ciento de la generación de electricidad de Alemania en 2012. No obstante, se espera que la generación a carbón tienda a disminuir en el largo plazo: la AIE prevé que el carbón pase a proporcionar una quinta parte de la producción de electricidad en 2030.[6]

Una de las razones del uso carbón en el sistema energético de Alemania es que el gas sigue siendo relativamente caro en el mercado internacional, en parte debido a una mayor cantidad de las baratas las exportaciones de carbón de Estados Unidos . La caída en el precio del carbono de la UE también significa que hay poco incentivo para alejarse de carbón de alta emisión. Este efecto no se limita a Alemania - el Reino Unido también ha visto aumentar la generación de carbón recientemente.

Energía Nuclear

La energía nuclear en Alemania representó el 17,7% del suministro nacional de electricidad en 2011, frente al 22,4% en 2010. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20111216-PI-Die-Verantwortung-waechst?open&ccm=900010020010]

Planta	Tipo	MWe (neto)	La operación comercial	Operador	Provisionalmente programada para 2001	2010 acordó apagado	Marzo 2011 shutdown y plan de cierre de mayo
Biblis A	PWR	1167	2/1975	RWE	2008	2016	cierre
Neckarwestheim 1	PWR	785	12/1976	EnBW	2009	2017	cierre
Brunsbüttel	BWR	771	2/1977	Vattenfall	2009	2018	cierre
Biblis B	PWR	1240	1/1977	RWE	2011	2018	cierre
Isar 1	BWR	878	3/1979	E.ON	2011	2019	cierre
Unterweser	PWR	1345	9/1979	E.ON	2012	2020	cierre
Phillipsburg 1	BWR	890	3/1980	EnBW	2012	2026	cierre
Kruemmel	BWR	1260	3/1984	Vattenfall	2016	2030	cierre
Total cerrado (8)		8336					
Grafenrheinfeld	PWR	1275	6/1982	E.ON	2014	2028	final 2015
Gundremmingen B	BWR	1284	4/1984	RWE	2016	2030	2017
Gundremmingen C	BWR	1288	1/1985	RWE	2016	2030	2021
Grohnde	PWR	1360	2/1985	E.ON	2017	2031	2021
Phillipsburg 2	PWR	1392	4/1985	EnBW	2018	2032	2019
Brokdorf	PWR	1370	12/1986	E.ON	2019	2033	2021
Isar 2	PWR	1400	4/1988	E.ON	2020	2034	2022
Emsland	PWR	1329	6/1988	RWE	2021	2035	2022
Neckarwestheim 2	PWR	1305	4/1989	EnBW	2022	2036	2022
Total de la operación (9)		12003					

Ilustración 31; Tipos de Centrales nucleares. Fuente BDEB

Revolución de las renovables Alemanas

Transformación de la energía de Alemania, o conocida en Alemania como Energiewende, se ha convertido en una obsesión nacional. Si tiene éxito, el modelo de Alemania podría convertirse en una referencia para otros países industrializados que buscan “descarbonizar” sus economías. Alemania ha duplicado la cuota de renovables del consumo total de electricidad en los últimos seis años al 23%. Se prevé que casi una duplicación en 2025, muy por encima del objetivo del 50% para 2030, y acercándose a las metas oficiales de 65% en 2040 y 80% en 2050. El Potencial eólico offshore de Alemania es grande, pero su ubicación es muy lejos de los principales centros de carga. Además, los grupos de protesta ya están expresando sus temores de que el centro forestal del país se convierta en un eje norte-sur "energie autobahn" de torres y cables de alta tensión.

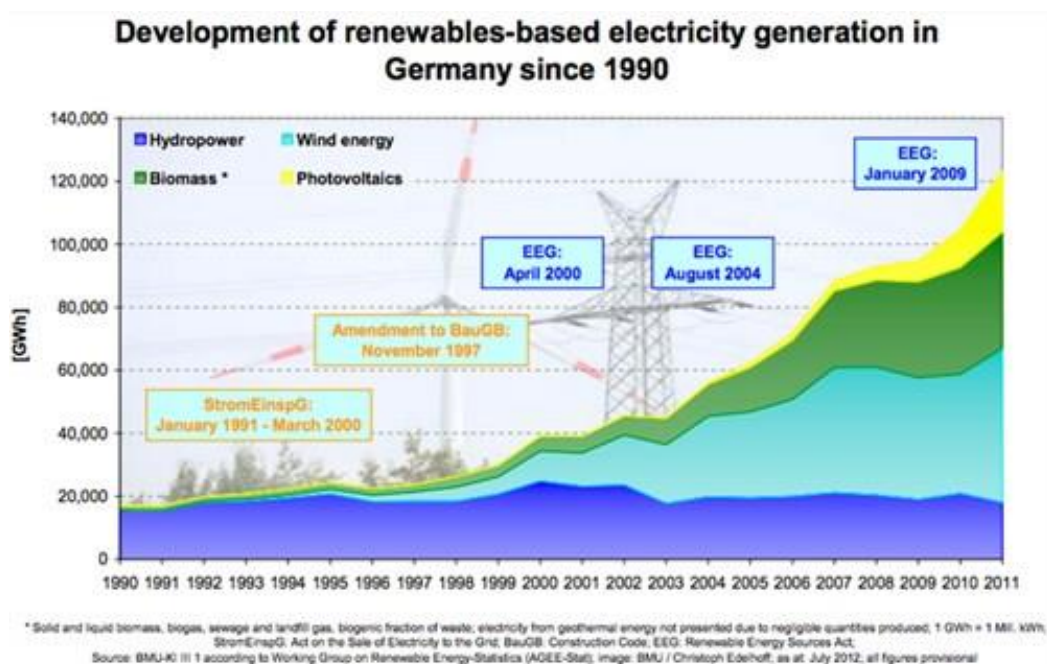


Ilustración 32; Desarrollo de las energías renovables, Fuente BDED

3.3) Marco Regulatorio Alemán

Los precios, términos y condiciones de red actual se basan en;

- Ley de Energía (EnWG http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf) del 07 07 2005
- Cargos red Reglamento (StromNEV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf>), de 25 07 2005
- Red actual Ordenanza de Acceso (StromNZV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzhv/gesamt.pdf>), de 25 07 2005
- Reglamento de Incentivos (ARegV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/aregv/gesamt.pdf>), de fecha 29 de octubre 2007

Ley de Energías Renovables (EEG)

El propósito de la Ley de Energías Renovables (EEG) es promover la electricidad generada en centrales hidroeléctricas, biogás, gas, aguas residuales, la biomasa, la energía geotérmica, la energía eólica y la energía de la radiación solar. [8]

El operador del sistema local que se ve obligado a comprar esta electricidad bajo la Ley de Energías Renovables, paga una subvención legal mínima estipulada por la electricidad suministrada a la red, en función del tipo de planta de generación y el año de la puesta en marcha de plantas. [9]

Ley de Conservación, modernización y Ampliación de la producción combinada de calor y energía. Calor y electricidad combinados (KWK-G)

El 1 de abril de 2002, la Ley KWK-G entró en vigor y sustituye a la Ley de cogeneración de 12 de mayo de 2000. El 25 de octubre de 2008. [10]

De conformidad con la Ley de CHP, la cuota de cogeneración del volumen de electricidad producida (electricidad CHP) promueve que se introduzca en las redes de todos los niveles de tensión para el suministro general [11]. El operador del sistema que está obligada a tomar en la electricidad paga un cargo extra, el cual depende del tipo de planta, así como una compensación por la electricidad de cogeneración. Adicionalmente la Ley CHP regula la promoción de la construcción de redes de calefacción. [12]

Gravamen de Responsabilidad Marina de acuerdo al Párrafo 17 (§17)

De acuerdo con la Ley de modificación tercero en la legislación energética (§ 17f Abs. 5 EnWG) los SO tienen derecho a hacer valer sus costos por compensaciones previstas, por lo que estos costes están sujetos al mecanismo de compensación, se establece como un recargo sobre la red de carga para los consumidores finales. [13]

- **Categoría A:** El consumo de electricidad de los usuarios finales de un máximo de 1.000.000 kWh / año. Los consumidores de esta categoría pagan por el consumo de hasta 1.000.000 kWh / año una tasa de responsabilidad extraterritorial de como máximo 0.250 ct / kWh (§ 17f Abs. 5 EnWG inciso 2).

- **Categoría B:** El consumo de electricidad por encima de 1.000.000 kWh / año de los usuarios finales, que no pertenecen a la categoría de consumo C. Los consumidores de esta categoría de pago para el consumo por encima de 1.000.000 kWh / año una tasa reducida de responsabilidad en alta mar en el máximo 0.050 ct / kWh (§ 17f Abs. 5 EnWG inciso 2).
- **Categoría C:** El consumo de electricidad por encima de 1.000.000 kWh / año de los usuarios finales pertenecientes a la industria manufacturera, con los gastos de electricidad de más de 4% de su volumen de negocios total en el año calendario anterior. Los consumidores de esta categoría pagan por el consumo por encima de 1.000.000 kWh / año una tasa reducida de responsabilidad offshore como máximo 0.025 ct / kWh (§ 17f Abs. 5 EnWG frase 3).

Gravamen del Párrafo 19 (§19)

Los operadores de redes de transporte estarán obligados a indemnizar a la otra por el total de los ingresos perdidos. De acuerdo con el § 19 StromNEV Sección 2 frase 7 pérdidas de ingresos se distribuyen a todos los consumidores finales en analogía con el § 9 KWKG (ley de potencia combinada de calor y electricidad).

3.4) Agentes del Mercado Alemán

3.4.1) Clientes

Los clientes que hemos estudiado en este proyecto fin de grado, son los clientes tipo que utiliza Frontier Economics, salvo los del consumidor doméstico, que éste no lo estudiaba. Están expuestos en la siguiente tabla. Establecemos que los clientes tienen ajustados sus factores de potencia a la unidad para solo consumir potencia activa, siendo así nula la reactiva

PERFILES DE CONSUMO (Clientes Tipo)					
DOMESTICO		Alta Tensión	PEQUEÑA	MEDIA	GRANDE
Potencia Contratada (kW)	4,4	Pico (MWh)	2500	13500	-
Energía Consumida (kWh)	300	Base (MWh)	2500	11500	-
		TOTAL (MWh)	5000	25000	250000
		Pot Contratada (kVA)	800	4500	29000
		Horas a Plena Carga	6250	5556	8620
		% horas a Plena Carga	17,123	15,222	23,616
SME		MW			
Potencia Contratada (MW)	160	Tensión de Conexión	MT	Transporte	AT

Ilustración 33; Perfiles del consumidor tipo seleccionado para el trabajo

3.4.2) Órganos Reguladores

La base jurídica de las actividades de la Bundesnetzagentur en el sector de la energía es proporcionada por la Ley de Energía (EnWG-Energiewirtschaftsgesetz) y la Ley de Aceleración de expansión de la red (NABEG).[15]

La regulación energética se entiende como la supervisión de los operadores de las redes de suministro de energía ("operadores de redes") por parte de la Bundesnetzagentur y los organismos reguladores federales. Se necesita la red de suministro de energía tanto por los proveedores de energía ("usuarios de la red") como para el suministro de los clientes y de los operadores de plantas de energía. Dado que siempre hay un solo operador de red en cada área de la red, los operadores podrían ser capaces de utilizar su posición de monopolio para favorecer o discriminar a ciertos usuarios de la red.[16]

Por tanto, es tarea de los organismos reguladores para garantizar que todos los usuarios de la red puedan acceder y usar la red de suministro de energía sobre una base no discriminatoria. El objetivo de la regulación energética es crear las condiciones para una mayor competencia en los mercados de generación de energía, el comercio y la oferta. La Bundesnetzagentur hace una contribución clave por, entre otras cosas,

- aprobar los cargos de red de tránsito de gas y electricidad,
- la prevención o eliminación de los obstáculos en el acceso a las redes de suministro de energía para los proveedores y consumidores,
- estandarizar los procesos de cambio de suministrador, y
- mejorar las condiciones para la conexión de las nuevas centrales eléctricas a la red.

Otro objetivo de la Reguladora es establecer una competencia leal y eficaz en el suministro de electricidad y gas. Las responsabilidades de la Bundesnetzagentur incluyen por tanto garantizar el acceso de terceros no discriminatorio a las redes y vigilar los cargos de uso de sistemas aplicados por los agentes del mercado.

3.4.3) Operador del Mercado

EPEX SPOT es operado por EPEX SPOT SE que es una Sociedad Anónima Europea (Societas Europaea una o SE). EPEX SPOT SE está instalada en Francia, pero las reglas que se aplican a él se definen a nivel europeo. La fundación de una Societas Europaea (SE) permite a las empresas constituidas en los diferentes estados miembros para fusionar o formar una sociedad holding o filial común, evitando los obstáculos jurídicos y prácticos derivados de la existencia de diferentes sistemas jurídicos. (Epex Spot)[17]

La actividad principal de EPEX SPOT consiste en la operación de un intercambio de energía para los mercados de Alemania, Austria, Francia y Suiza.

Ofrece un lugar donde los miembros del mercado envían sus órdenes de compra o venta de electricidad en las áreas de prestación determinada. El papel de EPEX SPOT consiste en la adecuación de estas órdenes de forma transparente.

Como resultado de la coincidencia de orden oferta y demanda, EPEX SPOT produce acuerdos jurídicamente vinculantes de comprar o vender una cantidad determinada de electricidad a un área de prestación definida por el precio similar.

EPEX SPOT proporciona una salida importante de liquidez para los productores, los proveedores y los operadores de redes de transporte, así como para los consumidores industriales, para cumplir con sus ventas o las compras de energía a corto plazo. Satisfacer estas necesidades equilibra la oferta y la demanda, la generación de los precios relevantes para poder a corto plazo.

Subasta Diaria [18]

Tamaño

El incremento de volumen mínimo es de 0,1 MW para cada hora y 0,1 MW de bloques. El incremento del precio mínimo es de 0,1 euros por MWh.

Lugar de Entrega

Las entregas se realizan dentro de cualquiera de las siguientes zonas de los GRT:

- Amprion GmbH
- Tennet TSO GmbH
- 50Hertz Transmission GmbH
- TransnetBW GmbH

Todos estos lugares de forma de entrega de una zona de mercado.

Horas subasta:

La subasta se lleva a cabo todos los días a las 12.00 horas, los 7 días de la semana, durante todo el año, incluyendo días festivos.

Horas individuales

Las órdenes contienen hasta 256 combinaciones de precios / cantidades para cada hora del día siguiente. Los precios deben estar entre -3000 € / MWh y 3.000 € / MWh. Los precios de 256 no son necesariamente los mismos para cada hora. Un volumen - ya sea positivo, negativo o nulo - se debe introducir en los límites de precios. A final se envía al poner la misma cantidad en los límites de precios.

Subasta Intradiaria

Electricidad cambiada por una entrega en el mismo o al día siguiente en horas individuales, los períodos de 15 minutos o en el bloque de horas. Cada hora, los períodos de 15 minutos o un bloque de horas puede ser objeto de comercio hasta 45 minutos antes de que comience el parto. A partir de 15:00 en el día de hoy, todas las horas del día siguiente pueden ser objeto de comercio.

Bloques estandarizados

- Carga base que cubren hora de 1 a 24
- Peakload horas que cubren 9 a 20 en cada día de la semana (lunes a viernes)
- Los miembros también tienen la posibilidad de presentar bloques definidos por el usuario que unen varias horas consecutivas de su elección.

Lugar de Entrega

Las entregas se realizan dentro de cualquiera de las siguientes zonas:

- Amprion GmbH
- TenneT TSO GmbH
- 50Hertz Transmission GmbH
- TransnetBW GmbH

Mercado Continuo

Es diferente en Francia y Alemania. Las ofertas de compraventa se pueden realizar desde las 15:00 del día previo hasta 45 minutos antes del tiempo de entrega). En Alemania se pueden hacer transacciones horarias y cuarto-horarias. Además de estas ofertas, existen bloques predefinidos de base (de 1 a 24 horas) y de punta (de 9 a 20 horas) que combinan varias horas [19]

Contratos entre Mercados

Se trata de un mercado diario horario para transacciones entre distintos países (FR-DE, DE-FR, FR-BE, DE-NL). El cierre del mercado tiene lugar a las 11:15 del día anterior [19]

3.4.4) Operadores del Sistema

Amprion

Amprion GmbH opera una red de transporte con los niveles de tensión de 380.000 y 220.000 voltios. La tarea clave de sus cerca de 900 empleados es transmitir electricidad a precios competitivos de forma segura y fiable cualquier momento.

Con una longitud de alrededor de 11,000 kilómetros y unas 160 subestaciones entre Baja Sajonia y de la frontera de Suiza y Austria, el sistema de transmisión de extra alta tensión es la más grande de Alemania. Gracias a su posición central en Europa, el sistema de transmisión es un importante centro para el comercio de electricidad entre el norte y el sur, así como Europa Oriental y Occidental. [20]

AMPRIION				
		≤ 2500 h		>2500h
		HochSpann	Umhoch	HochSpann Umhoch
2) TARIFAS ACCESO (Carga Sist)				
2.1) Potencia (€/kW año)		3,84	4,34	25,86 19,9
2.2) Energía (€/kW h)		0,01024	0,00876	0,00144 0,00274
3) RESERVA		<200h	[200-400] h	(400-600] h
3.1) Duración uso (h/a)				
3.2) Nivel de uso (€/kW año)		9,61	11,53	13,45 HOCH
3.3) Capacidad (P)		18,39	20,31	22,23 UMSpann
4) CARGO MEDICION		HOCHST	HOCH	
4.1) Messstellenbetrieb		2579	1331	6632
4.2) Messung (€/año)		1180	642	
4.3) Abrechnung (€/año)		2873	2873	

Ilustración 34; Tarifa Regulada para Amprion

Tennet

Tenet tiene por objeto garantizar que la electricidad está disponible en todo momento, proporcionando un servicio de transporte de electricidad de alta calidad y fiable. Tratamos de lograr este objetivo mediante la supervisión continuada del equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad en gran parte de Alemania (También en Países Bajos).

- **Servicios de Transmisión:** Transmite la electricidad a través de la red de alta tensión en los Países Bajos y gran parte de Alemania. Ponemos en contacto a los productores a las redes regionales que suministran electricidad a los consumidores.
- **Servicios Sistema:** Opera y desarrolla sistemas que gestionan y mantienen el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad.

TenneT publica los datos de transmisión a las importaciones y exportaciones de electricidad a fin de:

- facilitar el mercado
- aumentar la transparencia del mercado
- rendir públicamente cuenta de nuestras actividades

TenneT publica los datos de transmisión de importación y exportación, de acuerdo con sus valores esenciales de calidad e integridad. Los datos publicados por TenneT están parcialmente prescritos por el Código de la Red.

Aquí se reflejan los costes de la tarifa regulada del transporte para la empresa Tennen, que luego nos servirá para calcular la empresa transportista media, y así entonces poder comparar a nivel nacional.

TENNET				
	≤ 2500 h		>2500h	
	HochSpann	Umhoch	HochSpann	Umhoch
2) TARIFAS ACCESO (Carga Sist)				
2.1) Potencia (€/kW año)	2,68	2,87	22,69	24,31
2.2) Energía (€/kW h)	0,0085	0,0091	0,0005	0,0005

3) RESERVA	<200h	[200-400) h	(400-600] h	
3.1) Duración uso (h/a)				
3.2) Nivel de uso (€/kW año)	6,77	8,12	9,47	HOCH
3.3) Capacidad (P)	7,17	8,61	10,04	UMSpannu

4) CARGO MEDICION	HOCHST	HOCH	5787	
4.1) Messstellenbetrieb	4428	3276		
4.2) Messung (€/año)	936	528		
4.3) Abrechnung (€/año)	423	220		

Ilustración 35; Tarifa Regulada para Amprion

EnBW

El sistema de gestión garantiza el funcionamiento seguro y sin fallos de la red de transmisión de 380/220-kV TransnetBW. También proporciona los servicios del sistema que son necesarios para este fin en forma no discriminatoria y rentable. En su relación con los comerciantes y el equilibrio de los administradores del grupo, la gestión del sistema actúa como proveedor de servicios competente y orientado al cliente y por lo tanto opera la plataforma de mercado físico. [22]

Planificación de Red

La "planificación de la operación de la red y gestión de la red" El equipo realiza las siguientes tareas:

- La planificación operativa anual de los equipos del sistema de transmisión
- Planificación operativa semanal
- Proyecciones diarias del estado de la red y la utilización de la red para el día siguiente
- Inspección anticipada diaria de la seguridad de red para el día siguiente y la coordinación de medidas de conformidad con la Ley de la Industria de Energía § 13, junto con los operadores del sistema de transmisión de vecinos y otros de la región
- Determinación coordinada de la capacidad de transporte en las fronteras con Suiza y de la región CWE
- Conceptos de gestión de red
- Gestión de la congestión
- Análisis / estudios Network
- Formación en gestión de sistema
- Requisitos de funcionamiento con respecto al mantenimiento del sistema SCADA (control de supervisión y adquisición de datos)
- Centro de control del sistema principal
- La participación en redes, las regiones y las iniciativas regionales ENTSO-E, CWE, TSC, etc.

	EnWB			
	≤ 2500 h		>2500h	
	HochSpann	Umhoch	HochSpann	Umhoch
2) TARIFAS ACCESO (Carga Sist)				
2.1) Potencia (€/kW año)	2,19	5,17	20,46	21,97
2.2) Energía (€/kW h)	0,00776	0,00776	0,00045	0,00044
3) RESERVA	<200h	[200-400) h	(400-600] h	
3.1)Duración uso (h/a)				
3.2) Nivel de uso (€/kW año)	6,09	7,31	8,53	HOCH
3.3) Capacidad (P)	6,46	7,75	9,05	UMSpann
4) CARGO MEDICION	HOCHST	5476,05		
4.1) Messstellenbetrieb	3360,12			
4.2) Messung (€/año)	780,94			
4.3) Abrechnung (€/año)	1334,99			

Ilustración 36; Tarifa Regulada para EnWB

3.5) Tarifas Alemanas

Uso de Red

La carga de utilización de la red está regulada por el Estado para el transporte y distribución de energía a través de los operadores de redes de transporte y operador local de redes de distribución. Alrededor de una cuarta parte del precio de la electricidad se basa en este componente del precio debido al monopolio de las empresas de energía como los operadores simultáneos (Para los clientes industriales, que están conectados a niveles de tensión más altos, la proporción de los cargos de acceso es mucho menor) [23]

El uso de la carga del sistema es una tarifa regulada legalmente cobrado por los operadores de la red eléctrica para el paso de potencia a través de sus redes hacia los consumidores. Contiene, entre otras cosas, el costo de la creación, operación y mantenimiento de las redes eléctricas.

Los cargos de acceso a red son establecidos por los operadores de las Redes de Transporte y Distribución. Es la Agencia Federal del Red Eléctrica (Bundesnetzagentur) quien supervisa esos cargos establecidos, si es necesario serán corregidos.

Los componentes de los precios de la red de uso incluyen:

- *Los costos de la infraestructura de la red:* suministro y mantenimiento de líneas, estaciones de conmutación, transformadores, así como de todos los equipos del sistema de transmisión que no se llame en detalle aquí (punto de uso "extra alta tensión" y el punto de uso "transformación de tensión extra alta / alto voltaje").
- *Los costos de los servicios del sistema:* servicios de conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Transmission Code 2007, que son necesarias para la transmisión y distribución de la corriente y determinar la eficiencia funcional y la seguridad del suministro de electricidad. Estos incluyen, entre otros, la capacidad de control primario y la energía, el suministro de capacidad de control secundario y la capacidad de reserva, así como la gestión de la red de transporte, incluida la transformación nivel de utilización de muy alta tensión / alta tensión.
- *Los costos de cubrir las pérdidas de transporte:* la pérdida eléctrica causada por el transporte de la intensidad en el sistema de transporte.

a) Determinación de los cargos

Los precios de uso de la red consisten en un cargo por demanda anual y una tasa de kilovatio-hora, es decir un precio fijo y otro variable, uno de potencia y otro de energía. Estos varían dependiendo de la duración anual de uso y en el nivel de utilización del utilizado por el cliente de la red, así como el uso opcional de otros servicios.

b) Puntos de consumo sin medida de potencia (perfil de carga)

Se producen hasta 100.000 kWh/año a través de un perfil de carga Sintético. Dependiendo del comportamiento del consumo de los clientes de la red, la clasificación se realiza en un perfil de carga estándar. La asignación de los perfiles se realiza por el

operador de red, manteniendo la futura aplicación de un método de análisis adecuado, después de la correspondiente notificación al operador antes de continuar.

- Precio Energía en ct/kWh
- Precio Fijo de Potencia in EUR/a

c) El consumo de las unidades de medida de potencia con 1/4 hora (perfil de carga medido)

Para la determinación de los cargos de acceso de clientes de red con 1/4 h potencia de medición (medición del desempeño de matrícula, RLM), como regla general, la información se requiere:

1. el año consumiendo en kWh
2. la mayor potencia media del período de facturación en kW. Se utiliza para determinar la capacidad de precios.
3. EL nivel de red de los clientes de la red

El tiempo de utilización anual determinada, separado del trabajo anual de la potencia máxima.

Cálculo de la empresa transportista media.

Como en Alemania hay cuatro transportistas y nuestro estudio para la tarifa eléctrica 2012 lo hacemos a nivel nacional, es preciso calcular la empresa media transportista. Aquí se expone el cálculo de la “Empresa media” Transportista con la que se hacen los cálculos para Muy Alta Tensión.

EMPRESA TRANSPORTISTA MEDIA				
	≤ 2500 h		>2500h	
	HochSpann	Umhoch	HochSpann	Umhoch
2) TARIFAS ACCESO (Carga Sist)				
2.1) Potencia (€/kW año)	3,5875	6,04	24,925	27,82
2.2) Energía (€/kW h)	0,00985	0,01013	0,0013225	0,00132
3) RESERVA	<200h	[200-400) h	(400-600] h	
3.1) Duración uso (h/a)				
3.2) Nivel de uso (€/kW año)	7,843125	9,232	10,56325	HOCH
3.3) Capacidad (P)	10,2275	11,39	12,5525	UMSpann
4) CARGO MEDICION	HOCHST	HOCH		
4.1) Messstellenbetrieb				
4.2) Messung (€/año)	7236,7625	6640,66667		
4.3) Abrechnung (€/año)				
5) CARGO 4 Tarifas (KWK-G)	<=100MWh/ a		>100MWh /a	

\$ 9	General	General	Pert Industria
5.1) Pago (€/MWh)	0,02	0,5	0,25

5.2) Párrafo \$ 19

\$19	LV Grupo A \leq 100 MWh/a		0,00151	(€/kWh)
	LV Grupo B >100 MWh/a		0,005	(€/kWh)
	LV Grupo C >100 MWh/a		0,0025	(€/kWh)

6) KWK-G

Ley de Plantas Combinadas	LV Grupo A \leq 100 MWh/a		0,0002	(€/kWh)
	LV Grupo B >100 MWh/a		0,005	(€/kWh)
	LV Grupo C >100 MWh/a		0,0025	(€/kWh)

7) IMPUESTOS

7.1) Renovables (€/kWh)		0,0359
	[1,10) GWh	10% de tasa general
	[10,100) GWh	1%
	>100 GWh	0,0005
7.2) Electricidad (€/kWh)	ALGUNAS	0,0205
7.3) Uso del Terreno Num habit		
	Baja Población	
	Media Poblac	
	Gran Consum	0,0011
7.4) Valor Añadido	0,19	

Ilustración 37; Cálculo de la empresa media transportista alemana. Elaboración propia.

3.6) Calculo de Tarifas Eléctricas Alemanas

Conceptos de tarifa.

Descripción	Detalles
Energía (E)	La energía recibida durante el periodo de facturación (anual en nuestro caso). Deberá estar en kWh.
Capacidad Máxima	Para hacer posible la futura comparación con los mercados vecinos, ponemos la potencia contratada.
La demanda de carga	Máximo cuarto de hora de capacidad media durante el periodo de facturación (un año)
Factor de Uso	Red conexión

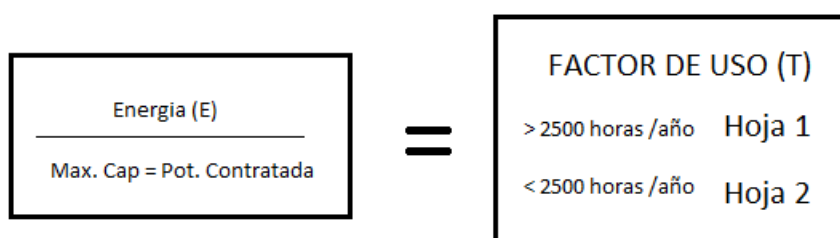
Ilustración 38; Conceptos. Elaboración propia.

3.6.1) PASOS DETALLADOS

Paso 1

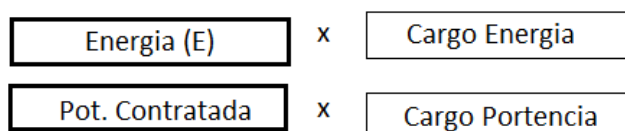
Calcular la relación entre la energía E anual y el máximo anual de la demanda de $P_{\max.}$, con el fin de determinar la duración anual del consumo de T. Esto determinará que la lista de precios debe ser consultado para el P_A y P_L factores, que son necesarios para paso 2 del cálculo.

- $T > 2.500$ h / una lista de precios $\rightarrow 1$
- $T < 2.500$ h / una lista de precios $\rightarrow 2$



Paso 2

Va a encontrar un cargo por demanda y una tasa de kilovatio-hora en la lista de precios correspondiente. Multiplicar la tasa P kilovatio hora por la E de energía anual (con cargo kilovatio-hora) y el cargo por demanda P_L por el máximo anual de la demanda de $P_{\max.}$. Sume las dos cifras con el fin de obtener el importe total de la carga del sistema.



Capacidad mensual sistema de precios

En el caso de que el sistema de capacidad mensual de precios se utiliza, los cargos mensuales del sistema se determina multiplicando el cargo por demanda y la respectiva carga máxima mensual de M_{ax} (cargo por demanda) y la tasa de kilovatio-hora por la energía E mensual (con cargo kilovatio-hora). Más información detallada sobre esto puede encontrarse en la sección correspondiente en la página de listas de precios.

3.7) Calculo Tarifas

3.7.1) DOMESTICO: Tarifa 1

FACTURACION	DOMESTICO
1) FACTOR USO (T)	818

PREISBLATT 1	DOMESTICO
2) TARIFAS ACCESO	
2.1) Potencia	63,76 €
2.2) Energía	98,28 €
Cargo Tarifa Acceso	162,04 €

PREISBLATT 5.a	DOMESTICO
2) CARGO MEDICION	
2.1) Punto Uso	0
2.2) Medición	0
2.3) Facturación	50,49 €
Cargo de Medición	50,49 €

PREISBLATT 7	DOMESTICO
LV Grupo A	5,44 €

PREISBLATT 8	DOMESTICO
LV Grupo A	0,07 €

PREISBLATT 12	DOMESTICO
> 500000 habitantes	86,04 €

IMPUESTOS	DOMESTICO
13.1) Renovables	129,24 €
13.2) Electricidad	73,80 €
13.3) Uso del Terreno Número habitantes	86,04 €

PRECIO ENERGIA (€/kWh)	0,0425
Facturación termino fijo (€/año)	54,00 €
Facturación por energía	153,00 €

TOTAL ANTES IVA	800,15 €
13.4) Valor Añadido	152,02926

FACTURACION ANUAL	DOMESTICO
TOTAL (SIN EXENCION)	952,18 €
TOTAL /mes	79,35 €

Ilustración 39; Cálculo Consumidor doméstico, elaboración propia

3.7.2) INDUSTRIAL EN BAJA TENSION: Consumidor BT Industrial

<u>FACTURACION</u>	<u>BT</u>
1) FACTOR USO (T)	3384

<u>PREISBLATT 1</u>	<u>BT</u>
2) TARIFAS ACCESO	
2.1) Potencia	5.567,00 €
2.2) Energía	3.688,81 €
Cargo Tarifa Acceso	9.255,81 €

<u>PREISBLATT 5.a</u>	<u>BT</u>
2) CARGO MEDICION	
2.1) Punto Uso	0
2.2) Medición	0
2.3) Facturación	50,49 €
Cargo de Medición	50,49 €

<u>PREISBLATT 7</u>	<u>BT</u>
LV Grupo A	511,02 €

<u>PREISBLATT 8</u>	<u>BT</u>
LV Grupo A	6,77 €

<u>PREISBLATT 12</u>	<u>BT</u>
> 500000 habitantes	8088,3097

<u>IMPUESTOS</u>	<u>BT</u>
13.1) Renovables	12.149,39 €
13.2) Electricidad	6.937,67 €
13.3) Uso del Terreno	
Numero habitantes	8.088,31 €

<u>PRECIO ENERGIA</u> (€/kWh)	<u>0,0425</u>
Facturación termino fijo (€/año)	54,00 €
Facturación por energía (€)	14.382,98 €

<u>TOTAL ANTES IVA</u>	<u>59.524,74 €</u>
13.4) Valor Añadido	11.309,70 €

<u>FACTURACION</u>	<u>BT</u>
TOTAL (SIN EXENCION)	70.834,44 €
TOTAL /mes	5.902,87 €

Ilustración 40; Cálculo Consumidor Industrial Baja Tensión, elaboración propia

3.7.3) INDUSTRIAL EN ALTA TENSION: Pequeña y Mediana Empresa

FACTURACION	AT 1	AT 2
1) FACTOR USO (T)	6250	5556

PREISBLATT 1	AT 1	AT 2
2) TARIFAS ACCESO		
2.1) Potencia	45.864,00 €	257.985,00 €
2.2) Energía	26.000,00 €	130.000,00 €
Cargo Tarifa Acceso	71.864,00 €	387.985,00 €

PREISBLATT 5.a	AT 1	AT 2
2) CARGO MEDICION		
2.1) Punto Uso	1.896,05 €	1.896,05 €
2.2) Medición	125,66 €	125,66 €
2.3) Facturación	288,73 €	288,73 €
Cargo de Medición	2.310,44 €	2.310,44 €

PREISBLATT 7	AT 1	AT2
LV Grupo C	1.250,00 €	6.250,00 €

PREISBLATT 8	AT 1	AT 2
LV Grupo C	1.250,00 €	6.250,00 €

PREISBLATT 12	AT 1	AT 2
> 500000 hab	119.500,00 €	597.500,00 €

IMPUESTOS	AT 1	AT 2
13.1) Renovables	179.500,00 €	897.500,00 €
13.2) Electricidad	102.500,00 €	512.500,00 €
13.3) Uso del Terreno		
Numero habitantes	5.500,00 €	27.500,00 €

PRECIO ENERGIA (€/kWh)	0,0426	0,0426
Facturación termino fijo (€/año)		
Facturación por energía	213.000,00 €	1.065.000,00 €

TOTAL ANTES IVA	696.674,44 €	3.502.795,44 €
13.4) Valor Añadido	132.368,14 €	665.531,13 €

FACTURACION	AT 1	AT 2
TOTAL (SIN EXENCION)	829.042,58 €	4.168.326,57 €
TOTAL /mes	69.086,88 €	347.360,55 €

Ilustración 41: Cálculo Consumidor Industrial pequeño Alta Tensión, elaboración propia

3.7.4) INDUSTRIAL EN ALTA TENSION: Gran Consumidor

Marco legal de nuestros precios y regulaciones

Los precios, términos y condiciones de nuestra actual red enruta de estos principios jurídicos:

Ley de Energía (EnWG http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf) del 07 07 2005

Electricidad cargos red Reglamento (StromNEV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf>), de 25 07 2005

Red actual Ordenanza de Acceso (StromNZV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzhv/gesamt.pdf>), de 25 07 2005

Reglamento de Incentivos (ARegV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/aregv/gesamt.pdf>), de fecha 29 de octubre 2007

Además de la Ley de Energía también ha sido utilizado con las disposiciones legales vigentes para fomentar la cogeneración y las energías renovables.

Composición

La consideración total para el uso de la red de energía de TenneT TSO GmbH se compone de varios componentes.

En la red de cargas se incluyen:

- El uso de la infraestructura de la red (cables, transformadores, interruptores, etc)
- La prestación de servicios auxiliares (estabilidad de frecuencia, estabilidad de la tensión, la restauración de la oferta y de gestión) y
- Cubrir las pérdidas que se producen en el transporte de electricidad.

Las tarifas no incluyen los costos de la producción combinada de calor y de la Ley de alimentación, más los gastos adicionales derivados de la aplicación de los requisitos legales, de conformidad con el § 19 Sección 2 StromNEV, si el uso de la potencia reactiva, si es necesario canon impuesto a las ventas y al tipo legal.

HOJAS DE PRECIOS USO DE RED TRANSPORTE

La consideración total para el uso de la red de energía de TenneT TSO GmbH se compone de varios componentes. En la red de cargas se incluyen:

- El uso de la infraestructura de la red (cables, transformadores, interruptores, etc)
- La prestación de servicios auxiliares (estabilidad de frecuencia, estabilidad de la tensión, la restauración de la oferta y de gestión) y
- Cubrir las pérdidas que se producen en el transporte de electricidad.

Los cargos no incluyen los costos adicionales para la producción combinada de calor y de la Ley de alimentación, más los costos adicionales de la aplicación de los requisitos legales, de conformidad con el § 19 Sección 2 StromNEV, si el uso de la potencia reactiva, si es necesario y canon impuesto a las ventas a nivel legal.

Para los cargos por los usuarios de la red se incluyen las listas de precios siguientes:

- Precio Hoja 1 (Preisblatt 1): La remuneración por el uso (sistema de tasa anual de la demanda) Base para la determinación de la capacidad de conexión de red compartida son esenciales h ¼ valores de potencia activa, que se calculan en cada acuerdo entre las partes en el punto de conexión a la red de extracción de acuerdo. El beneficio máximo anual de usuario cuadrícula se determina añadiendo al mismo tiempo en todos los valores de nodo de conexión de red de rendimiento de eliminación.
- Precio Hoja (Preisblatt 2): La remuneración por el uso (sistema de tasa de demanda mensual) Para los usuarios de la red con un alto consumo de energía temporal del tiempo restante para hacer frente a una potencia mucho menor o no, la TenneT TSO GmbH ofrece una alternativa al sistema de demanda anual a un acuerdo sobre la base de cargos por demanda mensual. Un usuario de la red con una características de carga apropiados, que decide sobre el cambio en el sistema de demanda tasa mensual anunciado esta TenneT TSO GmbH unión por lo menos un mes antes del comienzo del período contable (año calendario).
- Precio Hoja 3: Pago de la capacidad de reserva de marcha (No utilizada)
- Precio Hoja 4: Uso de energía reactiva (No utilizada)
- Precio Hoja 5: emergencia (No utilizada)
- Precio Hoja 6: Medición y precio de liquidación

FACTURACION (EMPRESA MEDIA)	
1) FACTOR USO (T)	8620,689655

Precio Ene (€/kWh)	0,0426
Facturación por energía	10.650.000,00 €

PREISBLATT 2	
2.1) Potencia	722.825,00 €
2.2) Energía	330.625,00 €
Cargo Tarifa Acceso	526.725,00 €
Cargo Tarifa Acceso (EXENCION)	263.362,50 €

ANTES IVA	17.838.449,26 €
IVA	3.389.305,36 €
ANTES IVA con Exención	11.820.599,26 €
IVA con Exención	2.245.913,86 €

PREISBLATT 4	
4) CARGO MEDICION	Muy Alta Tensión
4.1) Punto Uso	
4.2) Medición	7.236,76 €
4.3) Facturación	
Cargo de Medición	7.236,76 €

TOTAL	21.227.754,62 €
TOTAL CON EXENCION	14.066.513,12 €

Ilustración 42; Cálculo Consumidor
Industrial pequeño Alta Tensión,
elaboración propia

5) Gesetz §19	
EXENTO	0
LV Grupo C >100 MWh/a	625.000,00 €

6) Ley de Plantas Combinadas	
LV Grupo C >100 MWh/a	625.000,00 €

7) IMPUESTOS	
Impuesto Renovables (Exento)	0 €
	0 €
	4.487,50 €
Impuesto Eléctrico Exento	5.125.000,00 €
Uso del Terreno Num habit	275.000,00 €
Cargo Impuestos (SIN IVA)	5.404.487,50 €

Como se puede ver en la tabla anterior, tenemos dos códigos de colores (negro y rojo). El negro representa un cliente gran consumidor de energía eléctrica conectado en alta tensión (MAT). El color rojo representa aquellas empresas que tras un acuerdo, no público, con la competencia de las tarifas reguladas, tiene exenciones (o quitas) que varían desde el 30% hasta el 60% de la parte regulada.

Por lo general, después de haber indagado en la trastienda del sector eléctrico alemán, hemos hecho una aproximación de la exención media que suele haber para este tipo de clientes en Alemania. Esta exención la hemos puesto en un 50% de lo que pagarían realmente. Esta bajada supone un ahorro del 33% del coste de la factura final.

BIBLIOGRAFIA CAPITULO 3

- [1] Positiver Handelssaldo Exportüberschuss; negativer Handelssaldo = Importüberschuss; Quelle: "European network of transmission system operators for electricity".
- [2]. Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2. Agosto 2013
- [3] Bundesnetzagentur – Monitoring Benchmark Report 2012
- [4] Scharfes Schwert gegen Eon und Co., TARIK AHMIA, tageszeitung vom 12. November 2007
- [5] Informe Platts 2012, Transparencia en el sector eléctrico alemán.
- [6]. Martin Roscheisen: Die Geschichte der Energieversorgung in Deutschland, aufgerufen 22. März 2012
- [7] Summarische Darstellung der verschiedenen Bilanzen von World Nuclear Association (WNA) und Ökoinstitut nach CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich
- [8] Pagina web BundesNetzAgentur [Texto de la Ley de Energias Renovables del 25 Octubre de 2008 http://bundesrecht.juris.de/eeg_2009/index.html](http://bundesrecht.juris.de/eeg_2009/index.html)
- EEG-Erfahrungsbericht für den dt. Bundestag, 2011. Internetseite des Bundesumweltministeriums. Accedí. Octubre 2013.
- [9] Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und Internationale Entwicklung (2011)
- [10]
- [11] Ley Federal Alemana. KWK-Grundlagen. Publication 2008
- [12] Ley Federal Alemana. KWK-Anlagen erhalten auch zukünftig wieder die Energiesteuererstattung. Publication 2008
- [13] Gesetzeskarte für das Gas- und Stromversorgungssystem. Karte zentraler Strategien, Gesetze und Verordnungen //. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Stand Juli 2013
- [14] Base de establecimiento de las desgravaciones fiscales, BGH, 27.04.2005 - VIII ZR 140/04
- [14] Operadores del sistema alemán-Pagina web, www.eeg-kwk.net
- [15] Bundesnetzagentur: Jahresbericht 2012.
- [16] Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen 2012
- [17] EEX Corporation. "EEX group structure". Consultado en página web www.eex.markets.net
- [18] Página web de EPEX.
- [19] Ministerio Federal Industria. Informe de funcionamiento del mercado. Idioma, Alemán
- [20] Chronik: 2000-2008: Von Multi Utility zum fokussierten Energieversorger
- [21] Página web de Tennet TenneT TSO GmbH
- [23] Ley de establecimiento de los conceptos tarifarios alemanes. http://www.enbw.com/content/media/images/contentbilder/380/privatkunden/kundenser vice/zusammensetzung_380.gi
- Ley de Energía (EnWG http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf) del 07 07 2005
- Electricidad cargos red Reglamento (StromNEV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf>), de 25 07 2005
- Red actual Ordenanza de Acceso (StromNZV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzv/gesamt.pdf>), de 25 07 2005
- Reglamento de Incentivos (ARegV <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/aregv/gesamt.pdf>), de fecha 29 de octubre 2007

CAPÍTULO 4:

ESTUDIO TARIFA ELÉCTRICA FRANCESA



4.1) Sector Eléctrico Francés y mix eléctrico.

La Francia es el octavo mayor productor mundial de energía eléctrica, con una potencia bruta de 557 TWh en 2011 kW y una producción neta de 541,4 TWh en 2012, según la RTE.

El consumo bruto de electricidad francesa aumentó un 2,1% respecto a 2011, al ser un año más frío. Este aumento es evidente entre los consumidores domésticos y los profesionales (2,4%), mientras que el consumo del sector industrial (-4% para la gran industria) y SMI / SME (Small and Medium Industry / Small and Medium Enterprise) (-1%) declive debido a la crisis económica.

En cuanto a la producción de electricidad de Francia se ha reducido ligeramente (-0,3%) se produjo un descenso de la producción nuclear (-3,8%) y térmica (-7%) y un aumento de la energía renovable (+ 23.4% excluyendo la energía hidroeléctrica). La frontera de la balanza comercial francesa se mantiene, pero disminuye en importación porque en 2012, Francia es el país más exportador de Europa Occidental. [1]

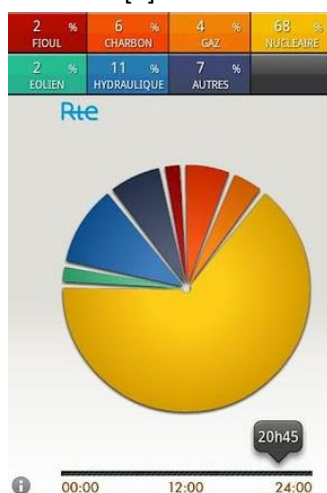


Ilustración 43; Aplicación RTE, mix de generación. Fuente RTE.

La producción de electricidad de Francia es 541,4 TWh, cifra ligeramente inferior en un 0,3% respecto a 2011. El parque instalado de generación total en Francia aumentó en 1.865 MW, debido principalmente al desarrollo de la energía solar y eólica. [2]

Los parques eólicos y fotovoltaicos alcanzan respectivamente 7.500 MW y 3500, a pesar de una desaceleración en su desarrollo. Combinado con una mayor generación de energía hidroeléctrica en el año 2011, el porcentaje de energías renovables en el mix eléctrico francés aumenta hasta el 16,4%, el valor más alto de los últimos cinco años.

De acuerdo con estadísticas de la Agencia Internacional de la Energía (publicado en 2012) y la Asociación Nuclear Mundial (publicado en 2013), Francia se sitúa en la 1ª del ranking mundial de:[3]

- la participación de la energía nuclear en la generación de electricidad en 2012 con 74,8%, seguido de Eslovaquia (53,8%) y Bélgica (51,0%) y los Estados Unidos son 16ª con 19,0% ;
- la exportación neta de electricidad en 2011 (56 TWh, o el 20% del total mundial)

la segunda en rango mundial para:

- la producción de energía nuclear en 2012 (407,4 TWh, un 17% del total mundial - Estados Unidos está muy por delante en el 1º lugar con 770,7 TWh, casi 1/3 de total) ;
- potencia nuclear instalada en 2011 (63 GW, el 17,1% del total mundial, EE.UU.: 102,27,6%)

Y la 8ª más grande en el mundo para la producción de electricidad en 2011 (557 TWh, o un 2,5% del total mundial, en primer lugar, los Estados Unidos producen 4.716 TWh, un 21,3% del total mundial). También es el 9º sector eléctrico mayor del mundo por potencia instalada en 2010 (25 GW, o el 2,5% del total mundial, China 194 GW). Ni siquiera a nivel demográfico se puede comparar Francia con los EEUU ni con República Popular de China.[4]

Apertura del Mercado Eléctrico

El mercado de la electricidad se abrió a la competencia de conformidad con las directivas de la UE en diciembre de 1996 y junio de 1998 y, finalmente, en 2003, por el que la Unión Europea organizó la unificación del mercado interior la electricidad y el gas. [5]

En Francia, desde 1946, la electricidad y el gas eran servicios públicos provenientes principalmente de dos cuasi-monopolios en términos de servicio prestado, generó una muy buena imagen en la opinión pública: EDF y GDF. La transposición de las directivas supone grandes cambios que se han implementado gradualmente. La ley del 10 de febrero 2000 transcribe la Directiva sobre la electricidad desde 2000 hasta 2001 con más de 30 decretos y publicado imponer la ley en virtud de competencia de apertura antes de junio de 2000 (en vigor desde febrero 1999).

La ley de 10 de febrero de 2000 fijó el particular, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), una autoridad administrativa independiente encargada de velar por el buen funcionamiento del

mercado de la energía (gas y electricidad) y mediar en las disputas entre los usuarios y varios operadores.

Hay dos tipos de contratos son posibles para el cliente:

- "*contrato de tarifa regulada*" (con proveedores titulares)
- "*contrato en el mercado*" (ofrecido por los proveedores y alternativa).

La ley NOME [6] (Nueva Organización del Mercado de la Electricidad), de 07 de diciembre 2010 establece un acceso regulado a la energía nuclear histórica (ARENH), hasta un límite máximo de 100 TWh propagación entre proveedores alternativos, que se por lo tanto capaz de ofrecer precios muy competitivos en comparación con las ventas reguladas para los clientes residenciales y pequeñas empresas. Las consecuencias de la adopción de la ARENH dispositivo son:

- Las tarifas reguladas de electricidad para grandes y medianas empresas (las tarifas verdes y amarillos) saldrán el 31 de diciembre de 2015.
- las tarifas reguladas para las ventas de electricidad se construirá gradualmente añadiendo los costes de suministro de electricidad, el acceso regulado a la energía nuclear histórico y el costo de proporcionar capacidad adicional, incluyendo los precios de garantía, los costos enrutamiento, los costos de comercialización y un retorno razonable (2015).

CRE publica un informe trimestral sobre el grado de avance de la apertura del mercado. Estos son los puntos principales del informe anual de 2012: [7]

- ARENH el dispositivo, que entró en vigor el 01/07/2012, permitió a otros proveedores para la compra de 62,9 TWh al año, el precio de la historia nuclear, la primera consecuencia fue un aumento de su cuota de mercado en el segmento grandes consumidores de electricidad, 26,6% a fines de mayo de 2011 al 34% a finales de diciembre.
- 31/12/2012, 1.838.000 sitios residenciales a precios de mercado (+16% respecto a 2010) y 693.000 sitios no residenciales (-5%).
- Sin embargo, el mercado de la electricidad está dominado por las tarifas reguladas, que se mantienen a 31 de Diciembre de 2011, 93% de los sitios de todas las categorías (que representan el 63% del consumo).

4.2) Agentes en el Mercado Francés

4.2.1) Generadores Mix Eléctrico

El Ministerio de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía publicó las estadísticas de producción bruta para el año 2012 , la generación neta de electricidad ascendió a 541,4 TWh , las centrales nucleares producen 404,9 TWh (74,8%) y la hidráulica el 63,8 TWh (11,8%), en el centro térmica convencional 47,9 TWh (8,8%), eólica 14,9 TWh (2,8%), fotovoltaica 4 TWh (0,7%) y otras energías renovables 5,9 TWh (1,1%) RTE.

- Muy marcada la crisis en la demanda de electricidad de impacto: en 2009, la producción cayó un 6,7%.

al 31/12/2012	Potencia (MW)	Cambiar 2012 (%)	Coeficiente de ocupación (%) *
Térmica nuclear	63130	0	73.0
Térmica convencional	27808	0	19.6
<i>incluyendo el carbón</i>	7914	-0.4	26.0
<i>aceite</i>	9374	-9.3	7.7
<i>gas</i>	10520	10.3	26.4
Hidráulico	25388	0	28.6
Eólica	7449	11.3	24.0
Fotovoltaica	3515	40.4	13.3
Otras energías renovables	1390	8.4	49.8
Potencia total	128680	1.5	48.2

Ilustración 44; Potencia instalada en Francia [8]

Energía Nuclear

En 2012, Francia contaba con 58 reactores nucleares en la industria REP en 19 estaciones:[8]

- 34 reactores de 900 MW dividido en tres niveles: CP0 (6 reactores: Fessenheim y Bugey 2), CP1 (18 reactores) y CP2 (10 reactores);
- 20 reactores de 1300 MW.
- Cuatro reactores de 1.450 MW.

Un reactor del nuevo sector de EPR en construcción desde el año 2007 en el sitio de Flamanville, en Normandía, que ya opera para EDF con tecnología de PWR 1.300 MW.

El parque nuclear francés tiene una potencia eléctrica total de 63 GW y produjo en 2012, 404,9 TWh, o 74,8% de la generación neta de electricidad. Los cambios en la generación nuclear se explican en parte por la disponibilidad del parque histórico.

Por último, la generación de energía nuclear se puede reducir mediante cambios en la demanda: en la base de su aplicación (noches, fines de semana, verano), si el número de centrales nucleares en operación es de alto rendimiento y la hidráulica es también es alta, la generación nuclear agregada a la producción puede exceder la demanda, dando lugar a una modulación a la baja de la producción nuclear.

Energía Hidroeléctrica

La producción de energía hidroeléctrica en 2012 ha alcanzado 63,8 TWh (11,8% de la producción total de electricidad), un 26,8% respecto a 2011, que fue el más seco de los últimos cincuenta años, según Météo France, 2012. [9]

La capacidad instalada de energía hidroeléctrica era en 2012 25.388 MW, el 19,7% de la potencia de todas las tecnologías. La Sociedad Mediodía hidroeléctrica opera 50 plantas hidroeléctricas y 12 presas Pirineos . La Compagnie Nationale du Rhône , empresa pública de la cual 49.97% es propiedad de GDF, opera las presas a lo largo del río Ródano.

Energía Termoeléctrica

Las centrales térmicas (convencionales o térmicas) utilizan llama de carbón, gas natural o petróleo como combustible. En 2012, las centrales térmicas convencionales produjeron 47,9 TWh red, un 8,8% de la producción neta de electricidad en Francia, hasta el 7,0%, esta disminución se relaciona principalmente por el aumento de la producción de carbón, que se extendió para cubrir el consumo durante la ola de frío de febrero, aunque se prefiere el gas de carbón, debido a la evolución de los precios de los combustibles fósiles y CO₂: los precios del carbón se redujo drásticamente, debido a la abundante oferta mundial de carbón, debido a la disminución de la demanda para el combustible asociado con el uso del gas.[10]

La capacidad instalada de centrales alimentadas con fósiles a finales de 2012 se situó en 27.808 MW (-5 MW desde el final de 2011), incluyendo 7.914 MW de combustible de carbón (-0,4%), el aceite de 9.374 MW (-9,3 %) y 10 520 MW de gas natural (10,3%). Los principales cambios fueron: La conexión de tres turbinas de ciclo combinado de gas (1.204 MW), en Martigues cerca de Marsella y Metz Cruz Toul.

Energía Eólica

A finales de 2012, Francia tenía un parque eólico de 7.562 MW de potencia instalada, con una producción anual llegó a 12.294 GWh, un 2,8% de la producción eléctrica francesa, para la comparación, España ha cubierto un promedio de 17,2% de su consumo en la generación eólica y Dinamarca el 29,5%.

Su capacidad instalada de parques eólicos alcanza 7.493 MW (5ª más grande de Europa) o 114,6 W /ciudadano (15ª en Europa), y la producción de estas turbinas en 2012 fue 14,9 TWh (4ª más grande de Europa). [10]

El Ministerio de Industria anunció en abril de 2012, el resultado de la licitación para la construcción de los primeros parques eólicos marinos en Francia. Cinco áreas fueron afectadas, con 75 y 100 aerogeneradores de mayo a junio cada parque, para una inversión de casi 10 millones de euros. El consorcio liderado por EDF Energies Nouvelles, ganando tres de los cuatro concursos en los que estaba nominada: Guerande (420 a 750 MW), Courseulles-sur-Mer (420-500 MW) y Fécamp (480 MW 500). Sin embargo, es su competidor Iberdrola ha sido elegido para el futuro ámbito de Saint-Brieuc (480-500 MW).[10]

Energía Solar

La producción fotovoltaica, aunque todavía limitada ha alcanzado casi el 4 TWh en 2012. Alrededor de tres veces más pequeño que el viento, la producción casi se ha multiplicado por cuatro en 2011, ascendiendo al 67% en 2012 y ha cubierto el 0,7% de la producción nacional en 2012 (0,79% al cierre de diciembre de 2012).

El 7 de enero de 2013, el Ministro de Ecología y Energía anunció la duplicación de las metas para el 2013 en términos de MW instalados FV. Estos objetivos van desde 500 hasta 1.000 MW, sobre todo en favor de una nueva licitación de 400 MW para las grandes instalaciones de más de 2.500 metros cuadrados y 100 kWp (de 200 MW) y estaciones terrestres (200 MW). [10]

4.2.2) Transportista y Operador del Sistema

La integración vertical es el proceso en el que diferentes aspectos del mercado son controlados por una empresa o entidad común. Antes de la desregulación de la industria de la energía, las empresas energéticas francesas eran en gran parte integrados verticalmente, lo que crea un potencial conflicto de intereses y situaciones de monopolio.

En consecuencia, los operadores de redes de transporte y distribución deben estar equipados con todos los recursos humanos, técnicos, físicos y financieros necesarios para cumplir con sus obligaciones en virtud del derecho francés y, en particular, los recursos que son necesarios para su actividad deben ser de su propiedad. [11]

En Francia, el acceso no discriminatorio y equitativo a las redes de transporte y distribución de gas y electricidad están en la base del enfoque de libre mercado. Se prohíbe toda discriminación, la prevención de nuevos participantes entren en el mercado y la competencia leal en favor del consumidor, es objeto de sanciones dictadas por el comité de CORDIS.

La Regulación Francesa en los artículos L341-2 y L452-1 del Código de Energía, las tarifas de acceso a las redes tienen como objetivo garantizar el acceso transparente y no discriminatorio a las redes públicas. Estas tarifas se calcularán de manera que cubra todos los costes soportados por los operadores del sistema (gastos derivados de sus funciones de servicio público, la investigación y el desarrollo necesarios para aumentar la capacidad de transmisión, así como la conexión a la red).

La metodología utilizada para establecer las tarifas de acceso a la red está configurada por la CRE. Además de la fijación de las tarifas de los CRE otorga incentivos adecuados para la transmisión y de distribución, tanto a corto como a largo plazo con el fin de aumentar la eficiencia, fomentar la integración del mercado y la seguridad del suministro y apoyar las actividades de investigación relacionadas

A finales de 2012, la red RTE alcanzó 104 684 kilómetros de líneas, incluyendo 45.8% de THT (a 400 kV y 225 kV) para el transporte a largas distancias y las interconexiones con los países vecinos y el 54,2% en HT (150, 90 y 63 kV) para la distribución regional. 1189 subestaciones proporcionan las interfaces entre estos niveles de tensión. Durante el año 2012, 609 kilómetros de líneas nuevas o renovadas se encargó y 456 kilómetros se han presentado, la red de metro creció 3 993 kilómetros a 190 kilómetros.

4.2.3) Distribuidores y Comercializadores

La Ley de 7 de diciembre de 2006, completada por la Ley NOME, creó una nueva sección en el Código de Consumo francés titulado "suministro de energía eléctrica o de los contratos de gas natural '(Artículos L121-86 a L121-94). Estas disposiciones se aplican a los contratos celebrados por los consumidores y los profesionales de menos de 36kVA (electricidad). [12]

En Francia, la compañía FEDER filial de EDF, distribuye el 95% de la electricidad, el 5% restante de nuevo a 160 empresas locales de distribución que operan en cerca de 2.500 ciudades.

Gran parte del medio de distribución de baja tensión por Electricité Réseau Distribution France (ERDF), ambas empresas son filiales al 100% del FED. Otros distribuidores representan alrededor del 5% de la distribución.

La distribución del FEDER supera 1,3 millones kilómetros y sirve a 35 millones de clientes: 351 700 kilómetros de sobrecarga hipertensión líneas (20 kV), 261.500 kilómetros de la red de metro de la alta tensión, 276 900 kilómetros de la red subterránea de tensión LV (bajo 230 V/400 V) y 415.100 kilómetros de líneas aéreas de BT, el FEDER también gestiona 2.240 fuentes FEDER HV / MV (interfaces con el RTE) y 750.400 subestaciones MT / BT (interfaces entre las estaciones de la red de 20 kV y la red de BT). [13]

Un total de 22 empresas de comercialización (proveedores) están presentes en el mercado francés a nivel nacional (10 contratos ofrecen a todos los clientes y 12 sólo para clientes no residenciales):

- Estrasburgo electricidad (oferta sólo su área de servicio), creada en 1899 bajo el nombre de Estrasburgo Elektrizitätswerk AG, una compañía pública que cotiza en bolsa desde 1927, cuyo principal accionista es EDF (88,5%) Electricidad Laufenbourg, histórico accionista suizo, vendió sus acciones a EDF en 2008.
- Alterna, establecido el 30 de junio de 2005 por Gaz Electricité de Grenoble y Soregies para suministrar electricidad y gas fuera de su área de servicio de la historia, desde hace veinte países menos adelantados (empresas locales de distribución) se han unido.
- Energem marca 's comercialización UEM .
- Gaz Electricité de Grenoble, Mixto Economy Corporation de la ciudad de Grenoble.

Los proveedores de energía verde:

- Enercoop, sociedad cooperativa fundada en 2005 por diversas empresas y asociaciones como: Biocoop , Greenpeace y Nef , para proporcionar una energía 100% renovable. Este es el único proveedor que no apela a ARENH (Acceso a Regulado Electricidad Historia Nuclear).
- Lampiris empresa belga con sede en Liège (500.000 clientes), establecida en 2003, apareció en Francia en 2010, ofrece contrato 100% renovable.
- Planet SI, creado en 2007, cuenta con contrato renovable 100%.

4.2.4) Clientes

El consumo final de energía por sector en TWh							
TWh	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2.011 %
Acero	11.1	11.0	11.8	8.8	10.5	11.0	2.6
Industria (excepto los de acero)	127,4	126,3	120,9	108,1	110,5	110,4	25.6
Residencial-Comercial *	236,5	266,6	288.1	288.8	301.5	290,7	67.3
Agricultura	6.0	7.2	6.5	7.3	7.6	7.5	1.7
Urbano y ferroviario	10.4	11.9	12.7	12.3	12.2	12.2	2.8
Total	391,5	423,0	440,0	425,3	442,3	431,8	100,0

Ilustración 45; Consumo final por consumidor Fuente: Departamento de Ecología (Proyecto Pegasus)

El impacto de la crisis de 2008 es muy visible: la industria recoge un descenso del consumo energético en 2009 del -10,6%. En el estrato Residencial-Comercial no bajó tan abruptamente, solo bajo un 3,5%.

Los datos de 2012, publicados por RTE, se expresan en términos de la demanda a través de la central, antes de la deducción de pérdidas en la línea y por lo tanto no son directamente comparables con los del Departamento, pero el ritmo de la evolución y el análisis principales sus factores explicativos son interesantes

Para nuestros cálculos recordamos que los perfiles son los mismos utilizados en todo el trabajo

4.2.5) Órganos reguladores [16]

El cumplimiento de las nuevas regulaciones del mercado de energía es controlado principalmente por la Comisión de Regulación de Energía (CRE), el regulador sectorial, que fue creado por la Ley de 10 de febrero 2000.⁸ Su objetivo general es "contribuir al buen funcionamiento de los mercados de electricidad y gas natural, en beneficio de los clientes finales.

La CRE es principalmente responsable de:

- a) poderes de decisión, aprobación o autorización (operadores del sistema, las contribuciones al sector público de electricidad, etc);
 - b) la solución de controversias y sanciones relativas al acceso a las redes de electricidad y gas;
 - c) Las facultades de propuesta (tarifas por el uso de las redes eléctricas públicas, las contribuciones a los servicios públicos de electricidad, etc);
 - d) la información y las facultades de investigación con las partes interesadas;
 - e) facultades de asesoramiento (tarifas, acceso regulado a la electricidad nuclear corresponde, etc);
 - f) los poderes adicionales (tratamiento de las licitaciones para la generación de electricidad, etc.)
- Regulador nacional: la Comisión Reguladora de Energía (CRE)

El comité de CORDIS, que es un órgano independiente de la CRE, ejecuta competencias en materia de sanciones y resuelve los litigios relacionados con el acceso y el uso de las redes eléctricas públicas y las redes de gas natural.

Además, la Autoridad de la Competencia francesa («la FCA») tiene el poder de prevenir y sancionar las prácticas anticompetitivas en cualquier sector de la economía, incluyendo la electricidad y el gas. Se debe informar a la CRE, cuando conoce de cualquier asunto que caería bajo la jurisdicción de la CRE. La FCA también se debe notificar a la CRE de cualquier abuso de posición dominante o de cualquier práctica contraria a la competencia en el sector de gas y electricidad

Hasta ahora ha habido mayores avances hacia la liberalización de la producción y la oferta está abierta a la competencia. Transmisión y distribución siguen siendo, sin embargo, las actividades de servicio público bajo la supervisión de la CRE (véase la sección II, infra). Al respecto, con el fin de garantizar la misión de servicio público, la separación legal y financiera

entre dichas actividades ha tenido lugar: 10 de transmisión se realiza por TRB (Gas) y RTE (Electricidad), y la distribución se realiza por GRDF (Gas) y FEDER (Electricidad) o compañías de distribución local

Reguladores locales: Federación Nacional de las autoridades de concesión de licencias y las juntas, las comunidades, como distribuidores, tienen el derecho de inspeccionar las actividades del distribuidor debe presentar su informe anual.

4.2.6) Operador del Mercado. EEX- EPEX[17]

La venta de energía tiene lugar en el mercado ya sea al por mayor o al mercado minorista. El mercado mayorista es el mercado en el que se negocian la electricidad y el gas (comprados y vendidos) antes de la entrega de la red a los clientes finales (particulares o empresas), mientras que el mercado al por menor se refiere a los clientes finales que pueden elegir libremente a sus proveedores (clientes elegibles)

Los participantes del mercado mayorista son:

- a) los productores que comercializan y venden su producción,
- b) los proveedores que el comercio y el suministro de gas o electricidad antes de la venta de gas o electricidad para el cliente final, y
- c) los agentes o comerciantes que compran el gas o la electricidad para su reventa y por lo tanto a favor de la liquidez del mercado.

En primer lugar, la venta de electricidad o de gas está sujeta a aprobación gubernamental. De hecho, los proveedores están dispuestos a comprar electricidad o gas para venderlos a los consumidores necesitan una autorización administrativa que se entrega con arreglo a sus capacidades técnicas, económicas y financieras, y de acuerdo a la compatibilidad de su proyecto con la seguridad de la obligación de suministro

En segundo lugar, cada transacción realizada en el mercado francés que implicaría la participación de un productor, agente o proveedor de energía, debe ser supervisada por la CRE, sin importar el método de

Por último, la libre competencia es limitada con respecto a las prácticas de fijación de precios ya que, en determinadas circunstancias, "las tarifas reguladas 'pueden ser elegidos por los compradores. Tales «tarifas reguladas, junto con la falta de acceso de otros proveedores a las instalaciones nucleares existentes, el aumento de la infelicidad de la Comisión Europea, sobre todo en el mercado minorista de la electricidad y de la posición dominante ejercida por EDF.

Para ello, la Ley establece que "NOME tarifas reguladas" desaparecerán a partir de 2015 para los clientes que hayan contratado durante más de 36kVA (Tarifas "amarilla" y "verde"), sin embargo, para los clientes que hayan contratado menos de 36kVA se pueden acoger a la Tarifa 'azul' , los conceptos de "tarifa regulada", TURPE, seguirán siendo aplicables.

Además, todos los operadores que proporcionan electricidad a los consumidores finales pueden beneficiarse del acceso a la energía nuclear histórica al precio regulado, ARENH, sólo

hasta los 100TWh que se asignarán entre los proveedores. El precio de la ARENH se ha fijado en € 42/MWh para los próximos meses.

4. 3) Tipos de Tarifas [18]

DOMINIO TENSION

Las áreas de transmisión de energía pública y distribución se definen en la siguiente tabla:

Nivel de Tensión	Tipo de Tarifa
$U_n < 1 \text{ kV}$	BT
$1 < U_n < 40 \text{ kV}$	HTA 1
$40 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$	HTA 2
$50 \text{ kV} < U_n < 130 \text{ kV}$	HTB 1
$130 \text{ kV} < U_n < 350 \text{ kV}$	HTB 2
$350 \text{ kV} < U_n < 500 \text{ kV}$	HTB 3

Ilustración 46; Tarifas en función del Dominio de Tensión. Fuente CRE.

Tarifas para los usuarios conectados a las redes públicas de ETS 2 son aquellos en el campo de tensión HTB 1. En todas estas reglas, las tarifas de los usuarios conectados a las redes públicas están etiquetados 1 hipertensión tarifas tensión hipertensión rango.

Index: El índice de energía que representa la integración en el tiempo de los valores eficaces de la energía, de forma independiente para cada cuadrante, un origen de tiempos selecciona entre

PARTE REGULADA DE LA TARIFA FRANCESA (TURPE)

A raíz de la apertura a los mercados de competencia del sector eléctrico francés, se regulan los pagos para cubrir los costes del uso de las redes eléctricas, que a día de hoy, son el 90% de FEDER. Así la TURPE permite que la transportista pueda financiar sus actividades, asegurando el buen mantenimiento de la red. También esos fondos son utilizados para innovar nuevos servicios o procesos.

La TURPE viene propuesta por el Órgano Regulador (CRE) y aprobado gracias a una orden ministerial. Desde el 2011, es la CRE quien tiene la potestad de establecer la parte regulada de la tarifa eléctrica. Este precio se basa en la potencia contratada y en la energía demandada.

CG	Anual / Gestión	
CC	Anual / Medida	
CS	Anual / consumo energía	Fija (Pcontrat) Variable (Uso de la potencia contratada)
CMPDS	Mensual / Exceso Pcontr	
CACS	Anual / Alimentación	Alimentación de auxiliares y Ayuda
RR	Agrupación puntos consumo	Mismo cliente para muchos puntos de consumo
CDPP	Excesos de Potencia específico	Se puede sobrepasar la P contr una vez al año (1/05 al 31/10) Preisa justificación y notificación previa
CR	Energía Reactiva	
CI	Anual / Inyecciones	No aplica a consumidores si no inyectan a red
= TURPE		

Ilustración 47; Conceptos de la tarifa Regulada (TURPE 3_2012)

A continuación se describen las componentes de la tarifa enumeradas en la tabla 4.

Componente Anual de Gestión (CG)

El componente de contrato de acceso a la red de gestión anual que cubre los gastos de gestión de registros de usuarios, usuarios físicos y línea telefónica, facturación y cobro. Para las áreas de tensión AT y BT, la cantidad depende de las condiciones de establecimiento de este contrato por parte del gestor de la red pública de que se trate directamente con un usuario de la red o el proveedor exclusivo del sitio, el usuario de este red de conformidad con el artículo 23 de la Ley N.º 2000-108 de 10 de febrero de 2000, según enmendada.

Se establece la gestión anual de los componentes a_1 para cada punto de conexión o una fuente de alimentación (s) principal (s) y para cada acceso de acuerdo con la Tabla 1 siguiente contrato:

a_1 (€/año)	Contrato por Usuario	Contrato por Proveedor
HTB	7700	7700
HTA	701.28	67.68
BT>36 kVA	338.28	54.24
BT<36 kVA	33.72	8.76

Ilustración 48; Conceptos de la tarifa Regulada (TURPE 3_2012)

Componente Anual de Medición (CC)

La componente de la medición anual cubre los gastos de contabilidad, el control, la sucesión, el recuento de datos (que se transmiten al usuario o autorizadas por él con una frecuencia mínima prevista en las Tablas más abajo), y, si es necesario, de alquiler, el mantenimiento y la aplicación de perfiles de usuarios. Se establece, de acuerdo a las características técnicas de los dispositivos y servicios solicitados por el usuario de medición, de acuerdo con las tasas. Los valores medidos por los dispositivos de medición y control que el usuario debe permitir el cálculo de los componentes arancelarios anuales para el uso de las redes públicas. Sin contar, la red pública podrá establecer condiciones transparentes y no discriminatorias, para estimar los flujos de energía inyectada o retirado y el poder adquirido, según las normas publicadas en el material de referencia técnica. En este caso, el número de componentes anual es igual a € 1,20 / año.

CC1) Dispositivos de medición de propiedad de la red o de las autoridades públicas organizadores de la distribución pública de electricidad

El componente anual contando facturar a los usuarios cuyo dispositivo contador es propiedad de la red pública, las entidades operativas, distribución pública, se define en la Tabla 2.1 a continuación, dependiendo del rango de tensión del extracción de energía suscrito y / o inyección de potencia máxima del control y las variables medidas (o índice de medición de la curva).

Dominio de Tensión	Facturación	Componente anual (€/año)
HTB	Curva de Medida	2262.32
HTA	Curva de Medida	1185.24
	Index	503.064
BT >36kVA	Index	390.72
BT 18<S<36 kVA	Index	22.20
BT < 18 kVA	Index	18.48

Ilustración 49; Conceptos de la tarifa Regulada MEDIDA (TURPE 3_2012)

CC2) Dispositivos de medición de propiedad de usuario

Dominio de Tensión	Facturación	Componente anual (€/año)
HTB	Curva de Medida	477.96
HTA	Curva de Medida	555.12
	Index	125.28
BT >36kVA	Index	139.44
BT 18<S<36 kVA	Index	145.44
BT < 18 kVA	Index	8.88

Ilustración 50; Conceptos de la tarifa Regulada MEDIDA (TURPE 3_2012)

Para cada dispositivo de medición y cada contrato de acceso, hay un componente anual de medición se carga a todos los usuarios de servicios basados (índice de metro o la curva de carga, número de índices, control de energía ...).

Cubre los siguientes servicios:

- El control del dispositivo de recuento;
- Alquiler y el mantenimiento, cuando el dispositivo de medición es proporcionada por el administrador de la red pública;
- Perfiles para cualquier usuario cuyo flujo de la reconstitución se consigue mediante la asignación de un perfil.

Sin embargo, no incluye el costo de los cambios en el dispositivo de medición, que están sujetos a facturación específica en el catálogo de beneficios ERDF

Componente Anual de Inyección (CI)

La inyección anual componente se hace en cada punto de conexión, dependiendo de la potencia activa suministrada a la red pública: En nuestro calculo será nula, puesto que no se genera energía eléctrica en los centros de consumo.

Dominio de Tensión	c€/MWh
HTB3	19
HTB 2	19
HTB1	0
HTA	0
BT	0

Ilustración 51; Conceptos de la tarifa Regulada Inyección a Red (TURPE 3_2012)

Componente Anual de Extracción (CS) para HTB

Los usuarios eligen en múltiplos de 1 kW, un $P_{\text{Souscrite}}$ (potencia contratada) para cada uno de sus puntos de conexión con los dominios de tensión HTB. En cada uno de estos puntos de conexión, el componente anual de trasiego se determina utilizando la siguiente fórmula:

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{contratada}} + b \cdot \tau^c \cdot P_{\text{contratada}} + \sum_{\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} CMDPS$$

Dominio Tensión	a_2 (€/kW año)	b (€/kW año)	c
HTB3	6	16.58	0.932
HTB2	11.03	25.79	0.717
HTB1	14.65	53.03	0.777

Ilustración 52; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)

La tasa se calcula utilizando τ de la energía activa consumida durante el período de 12 meses consecutivos bajo $E_{\text{consumida}}$ en kWh de la potencia contratada duración D hora $P_{\text{contratada}}$ kW y año, según la fórmula siguiente:

$$\tau = \frac{E_{\text{consumida}}}{D(\text{horas}) \cdot P_{\text{contratada}}}$$

Las componentes del exceso de la potencia contratada se establecen cada mes de la siguiente manera:

$$CMDPS = \alpha \sqrt{\sum (\Delta P)^2}$$

Los desbordes de energía en comparación con la potencia contratada DELTA.P se basan periodo de integración de 10 minutos. El factor relevante es definido en la TURPE 3;

Dominio Tensión	α (€/kW)
HTB 3	0.28
HTB2	0.64
HTB1	0.85

Ilustración 53; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)

Componente Anual de Extracción (CS) Soutirages para HTA

En la preparación del componente anual del campo acumulando tensión MV, los usuarios eligen para cada punto de conexión y de todo un período de 12 meses consecutivos, uno de tres tipos:

- **Sin Discriminación Horaria:** Los usuarios eligen en múltiplos de 1 kW, una potencia P suscrito por cada punto de conexión con el campo de tensión MV para la que han optado por este precio. En cada uno de estos puntos de conexión, el componente anual de trasiego se determina utilizando la siguiente fórmula:

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{contratada}} + b \cdot \tau^c \cdot P_{\text{contratada}} + \sum_{\text{mes } 1}^{\text{mes } 12} CMDPS$$

$$\tau = \frac{E_{consumida}}{D(horas) \cdot P_{contratada}}$$

Dominio Tensión	a ₂ (€/kW año)	b (€/kW año)	C
HTA	21.92	84.37	0.800

Ilustración 54; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)

NOTA: Aunque ya fue mencionado anteriormente, reiteramos ahora que nuestros cálculos no tienen en cuenta las sobrepotencias del máxímetro así como la energía reactiva. Entendiendo así que la contratación de la tarifa se ha hecho de acuerdo a no sobrepasar los máximos.

- **Con discriminación horaria a 5 periodos:** Las clases temporales se establecen a nivel local por el administrador de la red pública basada en las condiciones de funcionamiento de las redes públicas.

Están a disposición de cualquier persona que lo solicite y se publicarán en la página web del gestor de la red pública o, si tal sitio, por cualquier otro medio apropiado. Invierno incluye los meses de noviembre a marzo. El verano incluye los meses de abril a octubre. Las horas pico se fijan, de diciembre a febrero, a las 2:00 de la mañana en el rango de 8:00 a 12:00 y 02:00 en la playa de noche 17:00-21:00. Los domingos son totalmente pico. Otros días incluyen ocho horas pico para establecer en el rango de 21:30-7:30.

Dominio Tensión	a ₂ (€/kW año)
HTA	12.96

$$CS = a_2 \cdot P_{contratada} + \sum_{i=1}^{i=5} d_i \cdot E_i + \sum_{mes=1}^{mes=12} CMDPS$$

$$P_{contratada} = k_1 \cdot P_{contr pond} + \sum_{i=1}^{i=5} k_i \cdot (P_i - P_{i-1})$$

Dominio Tensión	I=1	I= 2	I= 3	I= 4	I= 5
Coef. Energía Ponderado (d) (c€/kWh)	7.22	3.03	1.62	0.97	0.74
Coef. Potencia Ponderado (k) (%)	100	88	62	52	42

Ilustración 55; Conceptos de la tarifa Regulada Extracción de Red (TURPE 3_2012)

- **Con discriminación horaria a 8 periodos:** Las clases temporales se establecen a nivel local por el administrador de la red pública basada en las condiciones de funcionamiento de las redes públicas.

Están a disposición de cualquier persona que lo solicite y se publicarán en la página web del gestor de la red pública o, si tal sitio, por cualquier otro medio apropiado. Invierno incluye los meses de diciembre, enero y febrero. El verano incluye los meses de abril, mayo, junio, septiembre y octubre. Las horas pico se fijan, de diciembre a febrero, a las 2:00 de la mañana en el rango de 8:00 a 12:00 y 2:00 de la tarde en el

rango de 17:00-21:00. Sábados, domingos y festivos son totalmente pico. Otros días se compone de 6 horas pico para establecer en el rango de 23:30-7:30.

Dominio Tensión	I=1	I= 2	I= 3	I= 4	I= 5	I= 6	I=7	I=8
Coef. Energía Ponderado (d) (c€/kWh)	7.44	3.55	2.48	1.94	1.57	1.03	0.79	0.68
Coef. Potencia Ponderado (k) (%)	100	89	95	66	56	36	24	17

Componente Anual de Extracción (CS) "Composite Soutirages" para BT

Para el cálculo del componente anual de sus extracciones en el rango de tensión de hasta BT suscrito incluidos los usuarios de energía 36 kVA eligen para todo un período de 12 meses consecutivos, uno de cuatro tipos:

$$CS = a_2 \cdot P_{contratada} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

- **Corta utilización:**

Potencia Contratada	a ₂	d ₁
P < 9 kVA	3.48	3.45
9 < P < 18 kVA	6.24	3.26

- **Consumo medio:**

Potencia Contratada	a ₂	d ₁
P < 9 kVA	4.80	3.25
9 < P < 18 kVA	9.00	2.96

- **Consumo medio y discriminación horaria:** Las clases temporales se establecen a nivel local por el administrador de la red pública basada en las condiciones de funcionamiento de las redes públicas. Están a disposición de cualquier persona que lo solicite y se publicarán en la página web del gestor de la red pública o, si tal sitio, por cualquier otro medio apropiado. Las horas pico son 8 en número por día, lo cual puede no ser contiguos, y deben establecerse dentro de los rangos de 12 a 5 pm y 20:00-8:00.

Potencia Contratada	a ₂	d ₁	d ₂
P < 9 kVA	4.80	3.64	2.26
9 < P < 18 kVA	9.00	3.26	2.03

- **Larga utilización:** A los efectos de la tasa de uso de largo en ausencia de conteo, la red pública podrá establecer procedimientos transparentes y no discriminatorios para la estimación de flujo de energía retirada y el poder adquirido.

Potencia Contratada	a_2	d_1
$P < 9 \text{ kVA}$	51.52	1.11

Ilustración 56; Todas anteriores: Criterios de Potencia contratada según Tarifa

Componente anual suministros y servicios complementarios (CACS)

Es un término que a la hora del cálculo lo vamos a considerar nulo, ya que suponemos que la empresa que haya contratado la tarifa ha ajustado los términos de potencia y energía para evitar rebasar los límites, y en este caso de servicios complementarios, tampoco lo tendremos en cuenta.

Componentes de agrupación de puntos (CR)

Un usuario conectado a una red pública en varios puntos de conexión a la misma red pública en el mismo campo o de tensión AT y MT equipados con medidores curva de medición para cada uno de estos puntos pueden, si quieren beneficiarse de la agrupación convencional algunos o todos de estos puntos a la aplicación de la fijación de precios se describe en las secciones 5, 6 y 7, el pago de un grupo de componentes.

En este caso, la inyección anual componente (CI), las extracciones componente anual (CS), componentes mensuales de más de la potencia contratada (CMDPS), el componente anual de punto excedido programado (PLR) y el componente anual de la potencia reactiva (CER) se establecen sobre la base de la cantidad de los flujos físicos medidos en los puntos de conexión involucrado.

La posibilidad de combinar los puntos de conexión convencionales para la misma red pública se limita al ámbito de aplicación de la misma concesión de distribución para la red pública y la distribución del mismo sitio para otros usuarios

4. 4) Impuestos Franceses a la electricidad

Impuestos sobre el Consumo Final de Electricidad (TCFE, en francés): Se definen por cada municipio y departamento y dependen de la potencia del contador del consumidor. Están destinados a garantizar el mantenimiento y la mejora de las redes locales de distribución de electricidad.

- Contribución al servicio público de electricidad (CSPE, en francés): Establecida por la Ley nº 2003-8 del 3 de enero de 2003, la contribución al servicio público de electricidad (CSPE) está destinada: a compensar los costes del servicio público de electricidad que soportan los suministradores históricos, EDF (Électricité de France) en gran parte, Electricité de Mayotte (EDM) y las empresas locales de distribución (ELD); a financiar el presupuesto del Mediador nacional de la energía (artículo L. 121-13 del Código de la Energía).

Los costes del servicio público de electricidad cubren:

- Los costes adicionales derivados de las políticas de apoyo a la cogeneración y a las energías renovables (artículo L. 311-10, L. 314-1 y L. 121-27 del Código de la Energía) y los costes adicionales derivados de los contratos “apelación modulable” (art. 48 de la ley nº 2002-108 de 10 de febrero de 2000).

- Los costes adicionales de producción en las zonas no interconectadas con la red eléctrica metropolitana continental (ZNI), debido a la perecuación tarifaria nacional (Córcega, departamentos de ultramar, Mayotte, San Pedro y Miquelón y las islas bretonas de Molène, de Ouessant y de Sein). Las tarifas en estas zonas son las mismas que en la metrópoli continental aunque los medios de producción son más costosos allí (art. L. 121-7 del Código de la Energía).
- Las pérdidas de ingresos y los costes que los suministradores soportan debido a la aplicación de la tarificación especial producto de primera necesidad (TPN) (Decreto nº 2004-325) de 8 de abril de 2004) y a su participación al dispositivo instituido a favor de las personas en situación precaria (Decreto de 25 de noviembre de 2005). o Los gastos de gestión de la Caja de Depósitos y Consignaciones (CDC, en francés Caisse des dépôts et consignment) (art. L. 121-13 del Código de la Energía (article L.121-13 du Code de l'énergie).
- Contribución tarifaria de transporte (CTA, en francés): Esta contribución se establece por decreto ministerial. Se trata de un porcentaje del precio de transporte de la electricidad. Es independiente del suministrador, pero depende de la categoría del cliente. Esta contribución permite financiar los derechos específicos relativos al seguro de vejez para empleados del régimen de las industrias eléctricas y del gas EDF (en francés Électricité de France) y GDF SUEZ (en francés Gaz de France et Suez), principalmente.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (TVA, en francés): El IVA se aplica al conjunto de los elementos que componen la factura, a saber, la tarifa regulada de venta de electricidad sin impuestos incluidos, la contribución tarifaria de transporte (CTA), la contribución al servicio público de electricidad (CSPE) y los impuestos sobre el consumo final de electricidad (TCFE). Se aplica diferenciando un IVA del 19.5% para los conceptos de energía (€/kWh), mientras que se acogen al IVA reducido del 5.5% las partes de la factura que son fijo (€/kW)

4.3.1) Domestico

Hay dos tipos principales de las tarifas disponibles en Francia. Estas tarifas son las aplicables para el período comprendido entre el 23 de julio 2012 , pero están sujetos a variación durante el año.

'Tarif de Base'

Desde las distribuidoras se recomienda que si el agua y la calefacción no son eléctricas entonces sería mejor elegir esta tarifa, que tiene la misma tasación durante todo el día y el año. Los siguientes precios incluyen el IVA y los demás impuestos.

Potencia (KVA)	Precio anual Permanente (Euros)	Precio por kWh (Euros)
3	66.96	0.1218
6	79.91	0.1225
9	93.94	0.1249
12	147.20	0.1249
15	169.96	0.1249
18	226.10	0.1249

Ilustración 57; Conceptos de la tarifa (TURPE 3_2012)

'Heures Creuses'

Si se tiene un calentador de agua eléctrico nocturno o radiadores de almacenamiento, entonces sería mejor elegir esta opción, que ofrece descuento en las tarifas de electricidad pico para calentar sus aparatos. El momento y la duración de las horas de baja demanda varía en todo el país, por lo que necesita para hacer su oficina local FED las horas que se aplican en su área. En general, la temporada baja (*heures creuses*) son 2300 hasta 0730. Los siguientes precios incluyen el IVA y los demás impuestos.

Potencia (kVA)	Precio anual Permanente (Euros)	Tiempo máximo de 1 kWh (Euros)	Tiempo fuera del horario pico de 1 kWh (Euros)
6	95.97	0.1353	0.0926
9	115.24	0.1353	0.0926
12	195.30	0.1353	0.0926
15	229.07	0.1353	0.0926
18	262.08	0.1353	0.0926

Ilustración 58; Conceptos de la tarifa (TURPE 3_2012)

EDF también ofrecen una tarifa llamada *Tempo* con cargos que varían según la época del año y del día. Es una tarifa complicada de calcular.

4.5.1) Cálculo Usuario Doméstico;

Aquí se presentan los conceptos de la tarifa doméstica francesa.

DOMÉSTICO	
A) PEAJES ACCESO	
a.1) Fijo	117,74 €
a.2) Variable	122,04 €
Subtotal 1	243,14 €
B) ENERGIA	
b.1) Fijo	17,56 €
b.2) Variable	151,20 €
Subtotal 2	168,76 €
B) TURPE	
c.1) Tarifa Acceso Potencia	117,74 €
c.2) Tarifa Acceso Energía	122,04 €
c.3) Potencia Contratada	14,78 €
Subtotal 3	254,57 €
b.4) CESPE	32,40 €
Subtotal 4	32,40 €
C) IMPUESTOS	
c.1) TFCE (imp Eléctrico)	32,40 €
c.2) CTA (jubilaciones)	0,71 €
c.3) TVA (19,6%)	63,98 €
c.3) TVA (5,5%)	13,80 €
Subtotal 3	110,89 €
TOTAL (€/año)	809,76 €
Total mensual	67,48 €

Ilustración 59; Tarifa Doméstica. Elaboración propia

4.5.2) Cálculo Usuario Industrial de Baja Tensión

FACTURA DE BAJA TENSION							
	SIN DH	Consumo Medio		CON DH		USO Alta Temporalidad	
A) CG				33,72 €			
B) CC							
b.1) Semestre				44,40 €			
C) CI				- 0 €			
d.1) CS (sin DH)	11.062,27 €	d.2)DS	9.877,26 €	d.3)DS	10.196,46 €	d.4) DS	9.408,50 €
E) Reserva				620,00 €			
F) Energía				14.213,77 €			
H) Impuestos						H) Impuestos	
h.1) TFCE	3.045,81 €						
h.2) CESPE	3.045,81 €						
h.3) CTA	2,62 €	€	4,18 €	4,18 €		11,87 €	
h.4) TVA (19,6)	5.903,45 €	h.1) TVA	5.525,36 €	h.1) TVA	5.587,93 €	h.1) TVA	4.716,13 €
h.4) TVA (5,5)	104,74 €	h.2) TVA	36,18 €	h.2) TVA	487,43 €	h.2) TVA	243,21 €
subtotal TVA	6.008,19 €		5.561,55 €		6.075,36 €		4.959,34 €
TOTAL	38.076,58 €	TOTAL	36.446,49 €	TOTAL	37.279,50 €	TOTAL	35.383,21 €
TOTAL /mes	3.173,05 €		3.037,21 €		3.106,62 €		2.948,60 €

Ilustración 60; ; Tarifa Baja tensión Industrial. Elaboración propia.

Aquí están mostradas todas las posibles facturas eléctricas que podría tener un usuario industrial de Baja Tensión. En los títulos de tabla están previstas las modalidades; sin DH (discriminación Horaria), con Consumo Medio, con DH o bien uso de alta temporalidad.

La opción sin DH establece los mismos conceptos que las demás, pero los precios de la parte regulada son iguales para todas las horas del día, de tal forma que para este tipo de consumidor el suministro de la electricidad le cuesta lo mismo durante todo el día.

La opción de la factura con DH, establece precios distintos en función de a qué hora se establezca el consumo. Esta modalidad tiene, si la empresa cumple requisitos técnicos, la opción de optimizar su factura eléctrica.

4.5.3) Cálculo Usuario Industrial pequeño de Alta Tensión

FACTURACION HTA 1					
SIN DH		CON DH (5 horas)		CON DH (8 horas)	
a) CG	701,28 €				
b) CC	14.222,88 €				
	6.043,68 €				
c) CI	- €				
d) CS	45.335,72 €		13.925,00 €	d) CS	14.140,00 €
e) CR	- €				
Energy	210.000,00 €				
f) IMP		f) IMP		f) IMP	
f.1) TFCE	45.000,00 €	f.1) TFCE	45.000,00 €	f.1) TFCE	45.000,00 €
f.2) CESPE	45.000,00 €	f.2) CESPE	45.000,00 €	f.2) CESPE	45.000,00 €
f.3) CTA	4,60 €	f.3) CTA	4,60 €	f.3) CTA	4,60 €
f.4) TVA 19,6	67.685,80 €	f.4) TVA 19,6	59.497,17 €	f.4) TVA 19,6	59.539,31 €
f.4) TVA 5,5	2.532,29 €	f.4) TVA 5,5	804,70 €	f.4) TVA 5,5	816,52 €
TVA Total	70.218,09 €	TVA Total	60.301,87 €	TVA Total	60.355,84 €
TOTAL 1	430.482,57 €	TOTAL 1	389.155,63 €	TOTAL 1	389.424,60 €
TOTAL 2	422.303,37 €	TOTAL 2	380.976,43 €	TOTAL 2	381.245,40 €
TOTAL1 /mes	35.873,55 €	TOTAL1 /mes	32.429,64 €	TOTAL1 /mes	32.452,05 €
TOTAL1 /mes	35.191,95 €	TOTAL1 /mes	31.748,04 €	TOTAL1 /mes	31.770,45 €

Ilustración 61; Tarifa Alta Tensión Industrial (HTA). Elaboración propia.

En la ilustración 62, se muestran todas las facturas eléctrica que un consumidor puede tener. Hay tres modalidades, Sin DH, con DH(5periodos) o con DH (8 periodos)

Esta tabla hay que leerla en vertical. Los valores que son los mismos conceptos, en las tres tarifas están colocados centrados en la tablee y sus celdas ocupan toda la fila (las tres tarifas).

4.5.4) Cálculo Usuario Industrial de Alta Tensión Gran Consumidor;

En esta tabla se representan los conceptos que paga un consumidor industrial en Francia anualmente por el consumo de energía eléctrica.

Sigue un esquema de TURPE, seguida del precio de la energía (apartado E)) y finalmente por los impuestos que aquí se recogen.

Es importante decir que en Francia no hay exenciones para los grandes consumidores, la propia parte regulada ya establece que son grandes consumidores y tiene precios acordes al propio cliente, y lo que supone al sistema alimentar eléctricamente a ese cliente.

FACTURA HTB_3 (6.4)	
A) (CG)	7.700,00 €
B) (CC)	2.662,32 €
	477,96 €
D) (CS)	
d.1) Parte Fija 1	174.000,00 €
d.2) Parte Fija 2	397.269,77 €
	571.269,77 €
E) Energía	10.500.000,00 €
F) IMPUESTOS	
f.1) TFCE	2.250.000,00 €
f.2) CESPE	2.250.000,00 €
f.3) CTA	1,26 €
f.4) TVA 19,6	3.150.000,00 €
f.4) TVA 5,5	114.000,14 €
TVA TOTAL	3.264.000,14 €
TOTAL 1	18.845.633,49 €
TOTAL 2	18.843.449,13 €
TOTAL /mes 1	1.570.469,46 €
TOTAL /mes 2	1.570.287,43 €

Ilustración 62; Tarifa Alta Tensión Industrial (HTB1) y Tarifa Alta Tensión Industrial (HTB3). Elaboración propia.

BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 4

- [1] Pagina web de l'Observatoire de l'Industrie Électrique. www.observatoire-electricite.fr
- [2] Bilan énergétique de la France pour 2012. "Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie".
- [3] "Le nucléaire, une énergie sûre et compétitive". Documento en red, página de ERDF. Última visita, Noviembre 2013.
- [4] EDF. "Rapport annuel 2011." Año 2012.
- [5] Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Fuente en Español.
- [6] LOI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité. Loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité. NOR: EFIX1007918L
- [7] "Informe anual" de 2012 RTE.
- [8] Artículo "Le nucléaire, une énergie sûre et compétitive". Página oficial d'ERDF.
- [9] Société d'énergie de la Baie James, Le complexe hydroélectrique de la Grande Rivière : réalisation de la première phase, Montréal.
- [10] CRE. Informe de Red de CRE, 2012
- [11] RTE. Informe anual 2012.
- [12] Ley Nome OI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (1) NOR: EFIX1007918L
- [13] Informe Anual. Electricité Réseau Distribution France (FEDER).
- [16] Comisión de Regulación de Energía ("CRE"), pagina web (versión inglesa)
- [17] Epex-EEX, página web
- [18] "Le tarif d'acheminement". La tarifa regulada francesa. Web; http://www.erdf.fr/Le_tarif_d-acheminement

Bibliografía General del Capítulo 4

"Les coûts de la filière électronucléaire", Rapport public Thématique, Enero 2012

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE – France), 2012 National Report and Indicators, English Summary

EDF Brocheur. "Conditions Générales de vente pour la fourniture d'électricité par EDF Aux clients pour ayant exercé leur éligibilité en France".

Journal Officiel de la République Française, Texte Général, Ministère de l'écologie, décision du 5 juin 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

LOI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (1) NOR: EFIX1007918L

Règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité (en vigueur à compter du 1er août 2012)

CAPÍTULO 5:

ESTUDIO TARIFA INGLESA



5.1) Sector Eléctrico Gran Bretaña; Gales, Escocia e Inglaterra

El uso de energía en el Reino Unido se situó en el 3 252 kilogramos equivalentes de petróleo per cápita en 2010 en comparación con un promedio mundial de 1 852. En 2012, la electricidad total consumida fue de 27.307 miles de kilogramos de petróleo equivalente. La demanda de electricidad en 2012 fue de 35,8 GW en promedio, y 57.490GW en su apogeo.

La política gubernamental juega un papel clave en la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero. Cambiando la disponibilidad de recursos y el desarrollo de las tecnologías también cambian en el país el mix energético. En 2010, el Reino Unido ocupó el noveno en el mundo en el Índice de Desempeño Ambiental, que mide lo bien que un país lleva a través de la política ambiental. [1]

5.2) Mix Eléctrico Británico

El Reino Unido tiene la intención de reformar su mercado de la electricidad. Se planea introducir un mecanismo de capacidad y contratos por diferencias para fomentar la construcción de la nueva generación. [2]

Reino Unido 'brecha energética'

En los primeros años de la década de 2000, empezó a aparecer un concepto, "brecha de energía" en el Reino Unido. Esto se prevé que aparezca de forma más acentuada, ya que se esperan que una serie de centrales eléctricas a carbón se cierren debido a no poder cumplir con los requisitos de aire limpio de la Directiva Europea Combustión Plant Large. [3] Además, quedan en el Reino Unido centrales nucleares se van a cerrar en 2015. La más antigua AGR, central nuclear.

En junio de 2013, el regulador de la industria Ofgem advirtió que el sector energético del Reino Unido se enfrenta a "desafíos sin precedentes" y que "la capacidad de producción de energía eléctrica podría caer hasta el 2% en 2015, lo que aumenta el riesgo de apagones". Propuestas

de solución "podría incluir la negociación con los principales usuarios de energía para que puedan reducir la demanda en las horas pico".

5.3) Agentes en el Mercado Ingles

5.3.1) Generadores

Gran Bretaña tiene cinco empresas de Generación, National Power, Power Gen y Nuclear Electric en Inglaterra, Scottish Power y Scottish Hydro en Escocia.

NUCLEARES

La flota de Gran Bretaña de los reactores operativos consta de 14 reactores. En general, la potencia nuclear instalada en el Reino Unido es de unos 11 GW.

Mientras que la energía nuclear no produce dióxido de carbono significativo en la generación (aunque la construcción, minería, manejo y disposición de residuos y desmantelamiento generan algunas emisiones de carbono), plantea otras preocupaciones ambientales y de seguridad. A pesar de esto, tiene un enorme potencial para la generación de electricidad.

En octubre de 2010, el Gobierno británico dio el visto bueno para la construcción de hasta ocho nuevas plantas de energía nuclear [4]. Sin embargo, el Gobierno de Escocia, con el respaldo del Parlamento escocés, ha declarado que no habrá nuevas centrales nucleares en Escocia. En marzo de 2012, E.ON UK y RWE power anunció que desarrollarían nuevas plantas de energía nuclear, poniendo el futuro de la energía nuclear en el Reino Unido en duda.

EOLICA

Fue en diciembre de 2007, el Gobierno del Reino Unido anunció planes para una expansión masiva de la producción de energía eólica, mediante la realización de una evaluación ambiental estratégica de hasta 25 GW.

A partir de 2013, la capacidad instalada de energía eólica en el Reino Unido es de 8.445 MW, con 397 parques eólicos operativos y 4.414 aerogeneradores. [6]

5.3.2) Transportista y Operador del Sistema [7]

National Grid (NG) posee y administra las redes que conectan a las personas a los centros de generación de energía eléctrica en Inglaterra. Su papel es vital en el suministro de energía eléctrica de manera eficiente, fiable y segura. En Escocia las redes son posesión de filiales de las generadoras que operan en ese país.

Posee y mantiene la red de transmisión de electricidad de alta tensión en Inglaterra y Gales , equilibrar la oferta con la demanda en una base minuto a minuto.

La red transporta electricidad desde los generadores a las subestaciones donde la tensión se baja la tensión para proceder su distribución. También son los responsables de equilibrar el sistema y conexiones de generación gestión para asegurarse de que coincide con la demanda a lo largo del día, y que la tensión y frecuencia se mantienen dentro de límites aceptables.

La red del Reino Unido está conectada a las redes eléctricas europeas e irlandesas adyacentes con cables submarinos, incluidos los enlaces a norte de Francia (HVDC Cross-Channel), Irlanda del Norte (HVDC Moyle), República de Irlanda (Este-Oeste interconector), la Isla de Man (Isle of Man a Inglaterra interconector) y los Países Bajos (BritNed). También hay planes para el tendido de cables para conectar el Reino Unido con Islandia y Noruega (Escocia-Noruega) en el futuro. [8]

El modelo inglés de OS, penaliza o recompensa al propio Operador según el nivel de pérdidas conseguido en la evaluación global.

5.3.3) Distribuidores [9]

Los operadores de redes de distribución (Distribution Network Operator System) son empresas con licencia para distribuir electricidad en Gran Bretaña por la Oficina de Gas y Electricidad.

Hay catorce áreas geográficamente definidas con licencia, sobre la base de los antiguos límites de área de la Junta de Electricidad, en el que el operador de la red de distribución distribuye la electricidad de la red de transporte a los hogares y las empresas.



Ilustración 63; Redes de distribución [Price control-ofgem]

Es interesante señalar que la propiedad de las empresas, excepto Nuclear Electric, son extranjeras, entre otras Scottish Power (Iberdrola-española)

Los operadores de redes de distribución también son responsables de asignar el Número Administración, aunque en inglés es “Meter Point”, y se utiliza para identificar los puntos de suministro individuales en sus respectivas áreas.

Área ID	Zona	Empresa
10	East England	Redes eléctricas del Reino Unido
11	East Midlands	Western Power Distribution
12	Londres	Redes eléctricas del Reino Unido
13	North Wales, Merseyside y Cheshire	Scottish Power Energy Networks
14	West Midlands	Western Power Distribution
15	Noreste de Inglaterra	Northern Power Grid
16	Noroeste de Inglaterra	Electricidad del Noroeste
17	Norte de Escocia	Scottish Hydro Electric Power Distribution
18	Sur de Escocia	Scottish Power Energy Networks
19	Sudeste de Inglaterra	Redes eléctricas del Reino Unido
20	Sur de Inglaterra	Southern Electric Power Distribution
21	Gales del Sur	Western Power Distribution
22	Suroeste de Inglaterra	Western Power Distribution
23	Yorkshire	Northern Power Grid

Ilustración 64; Identificación de las Áreas de Distribución en Gran Bretaña y quien Opera como Distribuidor local

5.3.4) Órganos reguladores

Ya hemos visto los reguladores de los países europeos más representativos, pero en Reino Unido hay una diferencia sutil, aunque de vital importancia. Ha habido cambios en la definición de regulador. El énfasis ha pasado de un enfoque inicial de “solo control de competencia y salvaguarda los derechos e intereses de los consumidores. En la actualidad, su principal objetivo de es proteger los intereses de los clientes actuales, pero también pensar en los intereses de los futuros consumidores. En esta última parte de la frase está lo importante.

OFGEM

Los intereses de los consumidores son sus intereses en conjunto, incluidos los intereses en la reducción de gases de efecto invernadero y en la seguridad del suministro de gas y electricidad. Tiene facultades que le confiere la Ley de competencia para investigar la actividad contraria a la competencia. [10]

Según el Departamento de la industria sobre la regulación de servicios públicos, la obligación de los reguladores de gas y electricidad es proteger los intereses de los consumidores, regular la competencia entre los proveedores, y vigilar las cuestiones sociales dentro de la industria.

Es el órgano de regulación independiente oficial, tanto para las industrias del gas, como las de electricidad. Su objetivo principal es proteger a los consumidores de los servicios de gas y electricidad, manteniendo una competencia sana entre los proveedores para garantizar una selección de precios competitivos en el suministro de gas y electricidad.

OFGEM toma un papel activo en la regulación de las acciones de los proveedores de gas y electricidad sólo cuando sea necesario para proteger al consumidor.

ENERGYWATCH

Es el organismo de control independiente para las industrias del gas y la electricidad. Su objetivo es asegurar que los usuarios obtengan el máximo rendimiento de sus proveedores de gas y electricidad, y lo hace por medio de asesoramiento gratuito e imparcial sobre temas de proveedores de gas y electricidad, y hacer frente a quejas de los consumidores que no pueden ser resueltos directamente a su proveedor.

Energywatch también puede ser utilizado para determinar estadísticas de rendimiento de los proveedores, así como asistencia y asesoramiento en materia de precios del gas y la factura de la luz.

Parte del trabajo de OFGEM es asegurar que las acciones de los proveedores de gas y electricidad no tienen efectos adversos sobre el medio ambiente. Esto es, en lo fundamental, logrado mediante la constante revisión de sus operaciones para identificar rápidamente los posibles efectos adversos que puedan estar afectando al medio ambiente.

OFGEM mantiene contacto constante con los proveedores de gas y electricidad para asegurar que sus productos siempre se apoyen en una rigurosa política medioambiental, y también trabaje para promover métodos de ahorro de energía.[11]

5.3.6) Operador del Mercado

En Gran Bretaña participan los proveedores, generadores, comercializadores y clientes que comercian en el mercado eléctrico mayorista.

Puede llevarse a cabo de forma bilateral o en las bolsas, y los contratos de electricidad puede darse en escalas de tiempo que van desde varios años por delante de los mercados de comercio sobre ese mismo día.

a) Mercado Mayorista [13]

La segmentación del parque de generación en Gran Bretaña forzó la aparición de un mercado muy compacto, donde se concentran las 5 empresas generadoras es sobre todo en las centrales que marcaban el precio marginal de la energía. Gran parte de las decisiones tomadas por los distintos gobiernos británicos han tenido el objetivo de rebajar el poder que tienen las empresas generadoras.

El funcionamiento actual del mercado es dirigido por British Electricity Trading and Transmission Agreement (BETTA), en la que también se incluye a Escocia.

El sistema es el siguiente, se presenta el despacho, se complementa con contratos bilaterales y se minimiza la necesidad de equilibrado del sistema. Es preciso mencionar que las penalizaciones en caso de desvíos en el balance individual son muy duras.

De acorde a este sistema, los agentes intentan conseguir su propio equilibrio (generación-demanda). Es como si hicieran un “autodespacho”. Esto lo pueden hacer en contrato a medio, largo o a través de otros agentes.

En caso de haber un desvío será el Operador del Sistema quien haga un Balance de Equilibrio y se entraría en un mercado interno llamado Balancing Mechanism que es gestionado por el OS y los agentes participan en las ofertas de compraventa con opciones para subir o bajar. Cuando el mercado se cierre, el OS elegirá por defecto la más eficiente y técnicamente posible.

ELEXON

Administra el equilibrio eléctrico y liquidación al por mayor para la Gran Bretaña. Esto afecta a todos los usuarios de la Gran Bretaña de electricidad, unos 28 millones de clientes, y las empresas de energía que generan y suministran la energía eléctrica. [

5. 4) Marco Regulatorio Actual

Ogem como regulador, fija el control de los precios para las compañías que operan en las redes de Electricidad de Gran Bretaña. Este control es necesario debido al carácter monopolístico de este sector.

RIO es el marco de Ogem para establecer el control de precios para las empresas de la distribución y transporte en red. Durante la próxima década estas empresas se enfrentan a un desafío sin precedentes de asegurar una inversión importante para mantener una red fiable y segura, y hacer frente a los cambios en la demanda y la generación que va a ocurrir en un futuro bajo en carbono.

Hay dos controles de precio diferentes para cada diferente zona del transporte y distribución. RIO-T1 Este precio refleja el control de la Red de Alta Tensión. En Escocia. RIO-ED1 es el primer control de precios de la distribución que busca reflejar los ingresos como la suma de los incentivos, las salidas y la innovación en la regulación de la red.

5.5) Cálculo Tarifas: Precio Electricidad

5.5.1) Usuario Domestico

El Cliente Doméstico sigue un esquema tarifario muy parecido al español. En primer lugar se establecen precios de la tarifa regulada, siendo un conjunto de conceptos como el coste de transporte y la eficiencia.

El segundo término corresponde a la energía, cuyo precio es 54 p/kWh en el año del estudio, 2012. El producto del consumo del usuario y el precio por kWh nos da, 192.05 libras/año. La tercera parte son los impuestos, el eléctrico es constante y se compone de los conceptos de recopilación de datos y mediciones. El impuesto de cambio climático, es una forma generalizada de gravar al consumidor, con parte de los fondos son pagados las primas a las tecnologías renovables. [15].

DOMESTICO		
	T. Potencia	T. Energía
1) TNUoS	£ 263,47	£ 86,55
	£ 350,02	
2) Energía	£ 192,05	
3) Impuestos		
Eléctrico	51,1	
Climate Levy	£ 1,50300	
SUB TOTAL	£ 594,67	
VAT	£ 29,73	
		Consumo mensual
TOTAL	£ 624,40	<u>£</u> 52,03363815

Ilustración 65; Cálculo de Usuario Doméstico [16]

5.5.2) Usuario Industrial de Baja Tensión

Tiene exactamente el mismo esquema que el usuario doméstico. El estar en el mismo entorno de tensión la facturación no cambia, aplicándose así el mismo formato. [17]

TARIFA BT	Media	
	T. Potencia	T. Energía
1) TNUoS	£ 3.036,56	£30.144,01
	£ 33.180,57	
2) Energía		
OPC1	£ 3.466,29	
3) Impuestos		
Standing Charge	£51,1	
Climate Levy	£2.712,79798	
SUB TOTAL OPC1	£ 39.410,75	
VAT	£ 1.970,54	
		Consumo mensual
TOTAL OPC 1	£ 41.381,29	£ 3.448,44

Ilustración 66; Cálculo de Usuario Industrial en Baja Tensión

3.5.3) Usuario Industrial de Alta Tensión [18]

En estas tarifas, que corresponderían al usuario industrial pequeño y al gran consumidor siguen una regla tarifaria distinta.

En alta tensión, el precio de la parte regulada es distinto según el área geográfica. La parte fija de la tarifa en el norte de Escocia es más barata que en el sur de ese país. Por tanto, para poder calcular los conceptos hemos tenido que hacer una media aritmética en los términos de potencia y energía, que en Gran Bretaña se les llama “HH Zonal Tariff (£/kW año)” para el de potencia, mientras que el de energía recibe este nombre “NHH Zonal Tariff (p/kWh)”.

1) Tarifas Acceso			
2012Final Demand TNUoS Tariffs.		National Grid	
Zone No.	Zone Name.	HH Zonal Tariff (£/kW año)	NHH Zonal Tariff (p/kWh)
1	Northern Scotland	10,741418	1,481661
2	Southern Scotland	16,001744	2,260958
3	Northern	19,662769	2,720973
4	North West	22,838742	3,310579
5	Yorkshire	23,180244	3,216258
6	N Wales & Mersey	23,639502	3,392395
7	East Midlands	25,451532	3,602558
8	Midlands	27,358246	3,936288
9	Eastern	25,952047	3,633328
10	South Wales	25,257265	3,368021
11	South East	28,248124	3,987297
12	London	31,174616	4,169758
13	Southern	30,613447	4,343659
14	South Western	31,062748	4,226735
MEDIA FINAL		HH Zonal Tariff (£/kW año)	NHH Zonal Tariff (p/kWh)
Precios tarifa regulada de acceso		25,370175	0,035465

Ilustración 67; Calculo de las tarifas de acceso medias en Gran Bretaña. Elaboración Propia

Para obtener el dato del precio de la energía del año 2012 fue preciso acceder a APX ENDEX [19], donde pudimos obtener a través de Ofgem los precios cuarto-horarios de la energía en el mercado mayorista, después de ordenar los precios por horas del año y separarlos por meses y días, calculamos el precio medio de todos precios de las medias horas del año. Obtuvimos el siguiente resultado en función del intervalo de compra y uso. Por un lado el precio medio en mercado "Spot" y para el precio en consumo industrial. Para poder hacer la comparación con el resto de los países, se calcularon también los precios pico y valle, expuestos a continuación.

2) PRECIO ENERGIA				
	Spot Index	Industrial Peakload	Extended Peakload	Off Peak Index
PRECIOS MEDIOS	45,20602194	50,59865437	49,95003914	39,78562994

Ilustración 68; Precios medios de la Energía Británica. Elaboración propia.

Los impuestos tienen una modificación respecto a los otros consumidores, en este apartado se puede ver la modificación del Gobierno Británico subiendo el impuesto del cambio climático de 0.00485 €/kWh a 0.00509 €/kWh, dejando una media ponderada en función de los meses de 0.00501 €/kWh.

Cabe destacar que el Impuesto sobre el Valor Añadido es del 5%, es un IVA reducido, también los tienen los consumidores domésticos. En Gran Bretaña entienden la electricidad como un bien de primera necesidad, como el pan o la harina.

3) IMPUESTOS			
Standing Charge	0,14		
Impuesto Cambio Climático Antes abril	£ 0,00485	P/kwh	
Impuesto Cambio Climático Después Abril	£ 0,00509	P/kwh	
Impuesto Cambio Climático Ponderación	£0,00501	P/kwh	
VAT	5%		

Ilustración 69; Impuestos en Gran Bretaña. Elaboración propia.

En la forma de cálculo siguiente se puede observar que en apartado de la energía (apartado 2) hay dos formas de calcular este montante. El primero, OPC1 Mean, corresponde a no tener diferenciación horaria, es decir, pagar el precio del mercado correspondiente a la hora. La segunda, es la OPC2 Pico / Valle (cara / barata), ésta define dos periodos tarifarios distintos para consumidores industriales que buscan, si pueden acceder a la electricidad en los momentos donde la energía es más barata.[

En la siguiente hoja se presentan los resultados obtenidos para los usuarios tipo de pequeña empresa conectada en alta tensión y el gran consumidor.

TARIFA AT	Pequeña	
	T. Potencia	T. Energía
1) TNUoS	£ 109.665,79	£ 850.901,21
Subtot TNUoS	£ 960.567,00	
2) Energía		
OPC1: Mean (11.301.505,48	
OPC2: Pic/Valle	6.743.255	-
Favoralble	6.743.255,28	
3) Impuestos		
Standing Charge	51,1	
Climate Levy	125.249,96	
SUB TOTAL	£7.829.123,35	
VAT	£ 391.456,17	
TOTAL	£ 8.220.579,51	£ 685.048,29

TARIFA AT	Gran Consumidor	
	T. Potencia	T. Energía
1) TNUoS	£ 735.735,06	£8.866.155,00
	£9.601.890,06	
2) Energía		
OPC1: Mean (£1.205.150,55	
OPC2: Pic/Valle	1.248.751	1.069.641
	£ 2.318.391,73	
3) Impuestos		
Standing Charge	£324.574,84	
Climate Levy	£ 1.252.499,63825	
SUB TOTAL	£ 12.384.115,09	
VAT	£619.205,75	
	AÑO	MES
TOTAL	£13.003.320,85	£1.083.610,07

Ilustración 70; Cálculo de tarifas en Alta tensión. Elaboración propia.

BIBLIOGRAFIA CAPÍTULO 5

- [1] "Energy use, equivalent kg per capita". Datos del banco mundial, acceso en octubre de 2013
- [2] "United Kingdom Energy Report, Enerdata 2012". Energy Research Store, acceso mayo 2013.
- [3] Directiva Europea. Directiva 2001/80/CE, (DO L 309 de 27.11.2001, p. 1). Sobre la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.
- [4] "Eight new nuclear power stations despite safety and clean-up concerns Telegraph", publicación en octubre del 2011, accedí en mayo de 2013
- [5] "Nuclear disaster casts shadow over future of UK's energy plans". David Maddox
- [6] http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_pow Acceso mayo 2013.
- [7] National Grid. Página web www.nationalgrid.co.uk. Acceso diciembre 2013.
- [8] "Energy Information Administration". International Electricity Installed Capacity Data GOV.CO:UK.
- [9] "The GB electricity distribution network". Ofgem.gov.uk. Consultado el 23 de septiembre 2013 .
- [10] Ofgem. www.ofgem.co.uk
- [11] "Ofgem Annual Report 2011-2012", Office of Gas and Electricity Markets.
- [12] Abd Jamil, Ahmad Fairuz." Market Power in the Great Britain Wholesale Electricity Market". Thesis University of Glasgow.
- [13] Bower, J., and D. Bunn, (1999), A Model-Based Comparison of Pool and Bilateral Market Mechanisms for Electricity Trading. London Business School, London. Disponible en www.econ.iastate.edu/tesfatsi/retasim.doc
- [14] Elexon , BETTA – British Electricity Trading and Transmission Arrangements Elexon: <http://www.elexon.co.uk/aboutelexon/betta/default.aspx>
- The Electricity Pool (n.d). About the Electricity Pool. [online] Elexon, London. http://www.elecpool.com/about/about_f.html
- [15] Justin Rowlatt's (Newsnight's ethical man) "Investigations into green electricity including Professor Tim Jackson's analysis of macro economic issues"
- [16] Elexon. "Crédito y precios". junio 2013.

[17] ^ HM Revenue & Customs. "Reliefs and special treatments for taxable supplies. HMRC Reference: Notice CCL1/3". Publicado 2011

[18] Edner Bataille y Benoit Julien. "Advertising, Pricing & Market Structure in Competitive Matching Markets"

[19] Comisión Europea. "Review and analysis of EU wholesale energy markets" (2012)

Términos y Acrónimos Capítulo 5

BETTA British Electricity Trading and Transmission Arrangement

BM Balancing Mechanism

BMRS Balancing Mechanism Reporting System

CCGT Combined Cycle Gas Turbine

FPN Final Physical Notification

GB Great Britain

HHI Herfindahl-Hirschmann Index

IBC Incentivised Balancing Costs

MEL Maximum Export Limit

NETA New Electricity Trading Arrangement

NGC National Grid Company

NGET National Grid Electricity Transmission

NISM Notice of Insufficient System Margin

OCGT Open Cycle Gas Turbine

SBP System Buy Price

SMP System Marginal Price

CAPITULO 6:

COMPARACION DE TARIFAS



En este capítulo es donde llegaremos al verdadero objetivo de este proyecto fin de grado. Ese objetivo, es averiguar en qué país se paga más por la factura de la luz para los cuatro consumidores tipo, y comparar el verdadero desglose de lo que cualquier usuario paga por la electricidad que consume, ya sea doméstico o industrial. En la primera parte de este capítulo tendremos los resultados que proporcionó Eurostat, aunque no hemos utilizado los mismos perfiles de consumidores que esta agencia, sus datos serán reveladores. La segunda parte de este capítulo está enfocada a la comparación directa entre las facturas, conceptos, impuestos, tarifas de acceso, etc, de los distintos países estudiados. Todos los datos que aquí se presentan son los recopilados de capítulos anteriores.

6.1) DATOS EUROSTAT

EuroStat es la oficina de Estadística de la Comisión Europea. Es el órgano encargado de estudiar las informaciones que los Estados de Europa le envían semestralmente. Para el caso concreto de la electricidad, se presentan dos grandes categorías; el cliente doméstico y el industrial. Hay que tener en cuenta que en este trabajo hemos diferenciado hasta tres tipos de consumidores industriales, uno de ellos conectado en baja tensión, y tres de ellos conectados en alta tensión.

El precio de la energía en la UE depende de una variedad de diferentes condiciones de oferta y demanda, entre ellos la situación geopolítica, la diversificación de las importaciones, los costes de red, los costos de protección del medio ambiente, las condiciones meteorológicas adversas, o los niveles de los impuestos especiales y los impuestos, tenga en cuenta que los precios presentados en este el artículo incluye los impuestos, gravámenes e IVA para los consumidores domésticos añadiendo los impuestos por recuperar y gravámenes e IVA para usuarios industriales / comerciales.

Metodología EuroStat

La transparencia de los precios de la energía se ha garantizado gracias a la obligación de los países miembros a enviar toda la información relativa a los precios de las diferentes categorías de usuarios industriales y comerciales. Además del envío de las cuotas de mercados, condiciones de venta y los sistemas que usa cada país a la hora de fijar los precios en el mercado.

Eurostat agrupa a los clientes domésticos en 5 formas de análisis en función del consumo. Este ratio va desde consumos menores a 1000 kWh/año hasta 15.000 kWh/año. Para el estudio presente tenemos que hacer consideraciones precisas en este concepto.

Eurostat no diferencia entre clientes que tienen contratos acogidos a tarifas regulados y los que contactan directamente con los comercializadores. Además, Eurostat calcula el precio de la electricidad como el cociente entre la energía consumida y el precio €/kWh. En nuestro estudio ese dato lo sacamos directamente del cálculo final. De esa manera Eurostat no distingue entre los pagos por tarifa de acceso y consumo de energías, sino que el conjunto del coste se engloba en un concepto que es precio de energía (€/kWh)

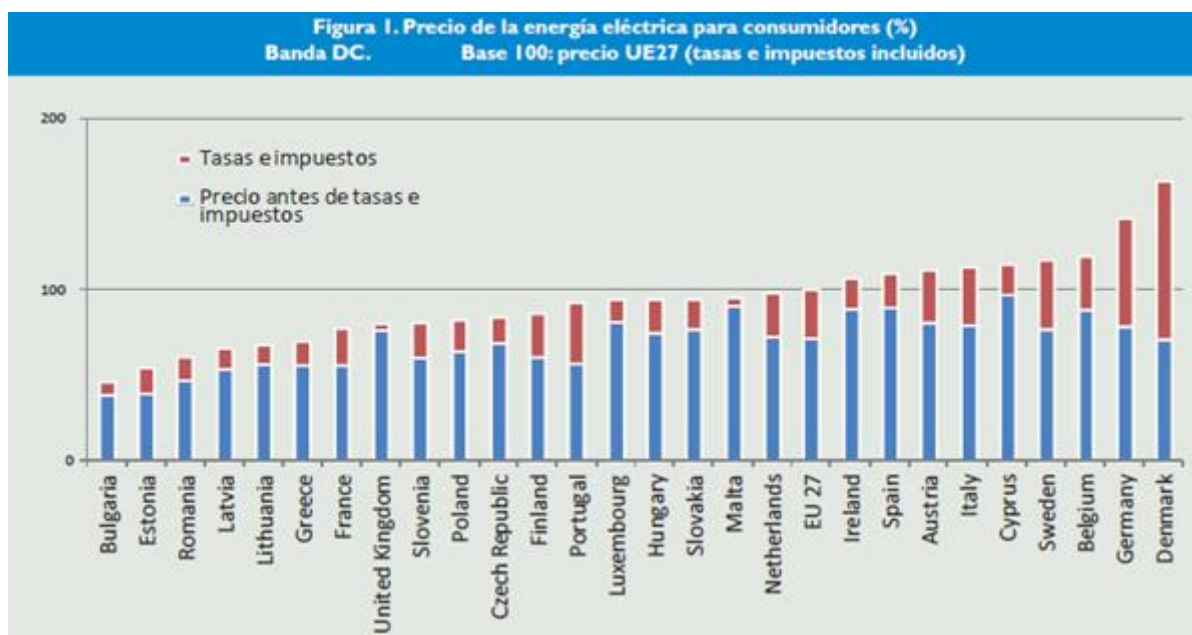


Ilustración 71; Coste de la Electricidad en UE, datos 2012 [Eurostat]

La tabla anterior muestra los países miembros ordenados de forma creciente según el precio, la parte azul muestra el tramo no gravado con impuestos, el rojo los impuestos.

Del estudio de Eurostat, se deduce que la energía más cara esta en Alemania, veremos más tarde que no es del todo cierto, porque lo que Eurostat considera que es coste por la energía es mucho más que la energía (ya que mete otros conceptos). Realmente lo que eleva la factura alemana es la parte regulada y los impuestos, no el coste de la energía.

En España la parte de impuestos es más baja que la media europea de los 27, aun así el precio regulado y el de energía es cuantiosamente superior a 19 países. En Francia, tanto los costes regulados y la energía (parte azul), y el tramo de impuestos son más bajos que la media de los

EU 27. Le ocurre lo mismo al Reino Unido, en el que cabe destacar que la carga impositiva parece meramente representativa, es la mínima de todos los estados miembros.

De la siguiente tabla tenemos que precisar que los datos los calculan para cada semestre, y eso queda reflejado en la nomenclatura marcada arriba (2012S1, significa primer semestre de 2012). Todas las unidades son €/kWh.

DOMESTICO	IMPUESTOS INCLUIDOS			SIN INCLUIR IVA			SIN IMPUESTOS		
GEO/TIME	2012S1	2012S2	2013S1	2012S1	2012S2	2013S1	2012S1	2012S2	2013S1
European Union (28)	0,1888	0,1962	0,2002	0,1620	0,1682	0,1713	0,1339	0,1380	0,1373
European Union (27)	0,1893	0,1967	0,2008	0,1625	0,1686	0,1718	0,1342	0,1382	0,1376
Euro área	0,1989	0,2061	0,2127	0,1696	0,1752	0,1806	0,1335	0,1366	0,1366
Alemania	0,2595	0,2676	0,2919	0,2181	0,2249	0,2453	0,1441	0,1432	0,1493
España	0,2190	0,2275	0,2228	0,1856	0,1880	0,1841	0,1766	0,1789	0,1752
Francia	0,1392	0,1450	0,1472	0,1190	0,1244	0,1257	0,0986	0,1026	0,1007
Reino Unido	0,1682	0,1785	0,1741	0,1603	0,1701	0,1658	0,1603	0,1701	0,1658

INDUSTRIAL	IMPUESTOS INCLUIDOS			SIN INCLUIR IVA			SIN IMPUESTOS		
GEO/TIME	2012S1	2012S2	2013S1	2012S1	2012S2	2013S1	2012S1	2012S2	2013S1
European Union (28)	0,1424	0,1473	0,1488	0,1153	0,1187	0,1200	0,0958	0,0970	0,0943
European Union (27)	0,1425	0,1473	0,1489	0,1154	0,1188	0,1201	0,0958	0,0970	0,0943
Euro area	0,1494	0,1548	0,1565	0,1216	0,1255	0,1271	0,0962	0,0970	0,0930
Alemania	0,1703	0,1727	0,1879	0,1277	0,1297	0,1425	0,0895	0,0878	0,0860
España	0,1433	0,1447	0,1482	0,1214	0,1196	0,1224	0,1155	0,1138	0,1165
Francia	0,1117	0,0942	0,1145	0,0949	0,0788	0,0958	0,0809	0,0632	0,0771
Reino Unido	0,1376	0,1443	0,1400	0,1147	0,1205	0,1181	0,1097	0,1156	0,1139

Ilustración 72; Precios de Energía (€/kWh) del Cliente Doméstico e Industrial, por país UE, datos 2012 [Eurostat]

6.2) COMPARACION DE TARIFAS Y SISTEMAS REGULATORIOS (General)

En este apartado vamos a comparar las tarifas eléctricas en función de los clientes tipo. El periodo de comparación elegido es el año 2012. El cálculo y análisis de cada país se ha realizado mediante la consulta de tarifas de los organismos oficiales de cada uno de los países. Se han consultado documentos de entidades públicas y privadas.

El sistema de cálculo en todas ellas tendrá el mismo esquema;

- Parte Regulada: Aquí vamos a agrupar diferentes montantes, y cada país introduce distintos conceptos dentro de esta parte regulada. Todos los países recogen de forma clara qué se paga en este montante. Podemos generalizar si decimos que aquí están incluidos los costes de uso de las Redes de Transporte y Distribución, los gastos compensatorios. En el caso de España es el concepto extra peninsular. También suelen meterse los pagos a las energías renovables, claro ejemplo es, en ese sentido Alemania. Por último, podemos generalizar de nuevo y decir que el concepto de la medición se introduce en este montante.

Si hubiera sido posible, hubiera diferenciado entre los pagos que se asignan directamente al sistema eléctrico y los que están relacionados con la política energética, desgraciadamente ni en Gran Bretaña ni España teníamos datos para poder hacer la separación.

- Pago por Energía: Es la categoría que muestra el precio de la energía (€/kWh).
- Impuestos: Son aquellos conceptos que se le aplica con carácter territorial y el impuesto sobre el valor añadido (IVA). Los impuestos pueden ser recaudados para uso interno del sistema, como el impuesto a las renovables en Alemania o Gran Bretaña. A diferencia del IVA la recaudación vuelve al sector eléctrico.

Dependerá del Estado que estudiemos la cuantía y su repercusión porcentual en la factura serán distintas. La factura se presentará como la suma de los diferentes conceptos en función del país al que pertenezca la factura. Como veremos, no es sencillo encontrar la homogeneidad para poder comparar entre diferentes sistemas eléctricos.

6.2.1) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO DOMESTICO

En el ámbito doméstico quedan representados la mayoría de los hogares europeos. Una vez calculadas todas las tarifas y precios mostramos a continuación una tabla donde se representan los datos obtenidos para el consumidor doméstico en los cuatro países del estudio. Cada país está sombreado de un color distinto, este color coincide con el color de cada capítulo.

A continuación se presentan los datos de forma condensada en distintos gráficos

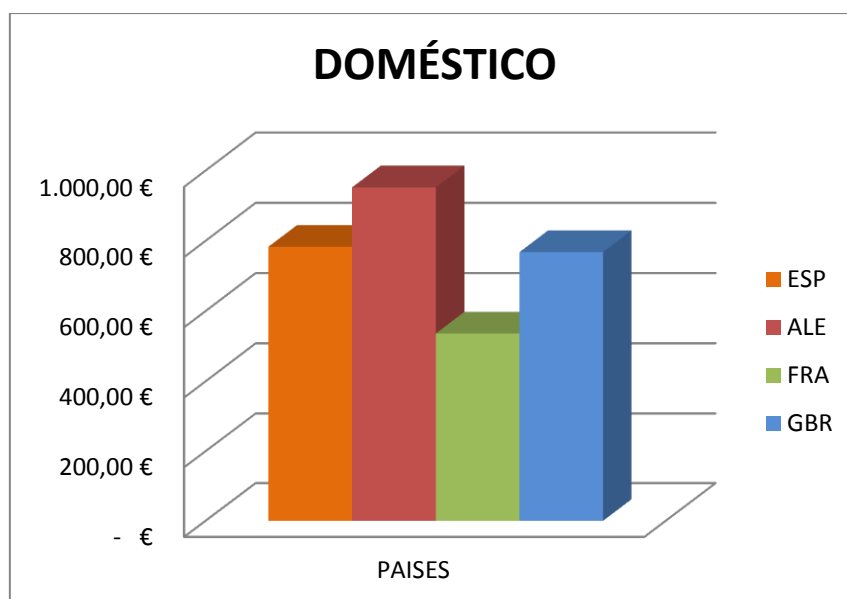


Ilustración 73; Coste anual del Cliente Doméstico, por país. Elaboración propia.

El sector eléctrico con mayor precio para un consumidor doméstico conectado en red de Baja Tensión es Alemania, con un valor de 782.93€. En segundo lugar se encuentra España con una facturación final de 782.93€, seguido por Gran Bretaña con un montante de 768.02 € y el más barato es Francia con una facturación de 536.22 € al año.

(*) Ponderación de la libra en el sistema Euro. (**) El precio energía en España está incluida en la parte regulada.

PAISES	CONSUMIDORES	FACT TOTAL	Precio Energía	T.A. Pot	T.A. Ene	MEDIDA	IVA	IMPUESTOS
ESP	TUR sin DH	782,93 €	(**)	96,33 €	537,11 €	9,72 €	135,88 €	3,89 €
ALE	DOMESTICO	952,18 €	153,00 €	63,76 €	98,28 €	50,49 €	152,03 €	273,00 €
FRA	DOMESTICO	536,22 €	168,76 €	17,56 €	151,20 €	- €	47,39 €	65,51 €
GBR(*)	DOMESTICO	768,02 €	236,22 €	324,07 €	106,45 €	51,10 €	36,57 €	1,85 €

Ilustración 74; Desglose de la factura por país del Cliente Doméstico. Elaboración propia.

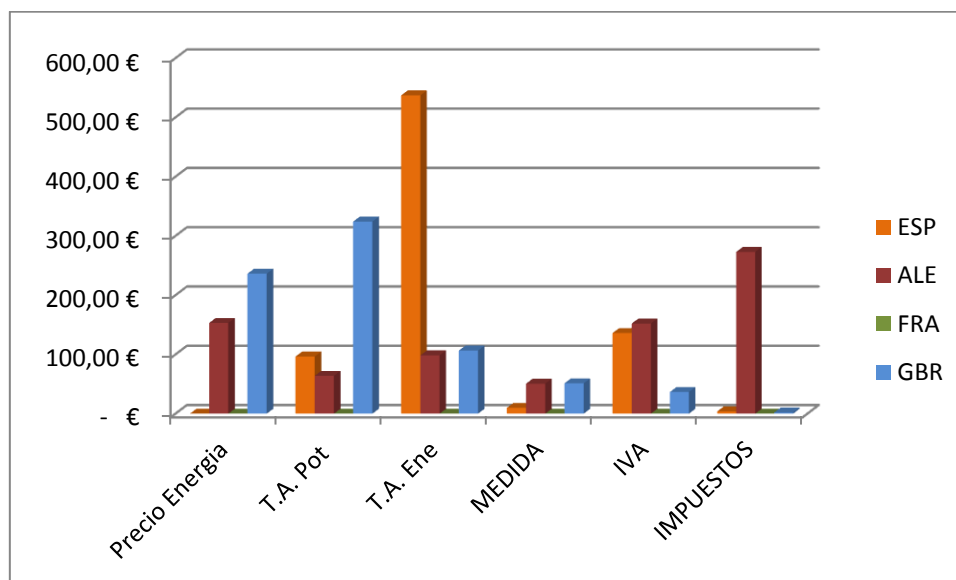


Ilustración 75; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Doméstico. Elaboración propia.

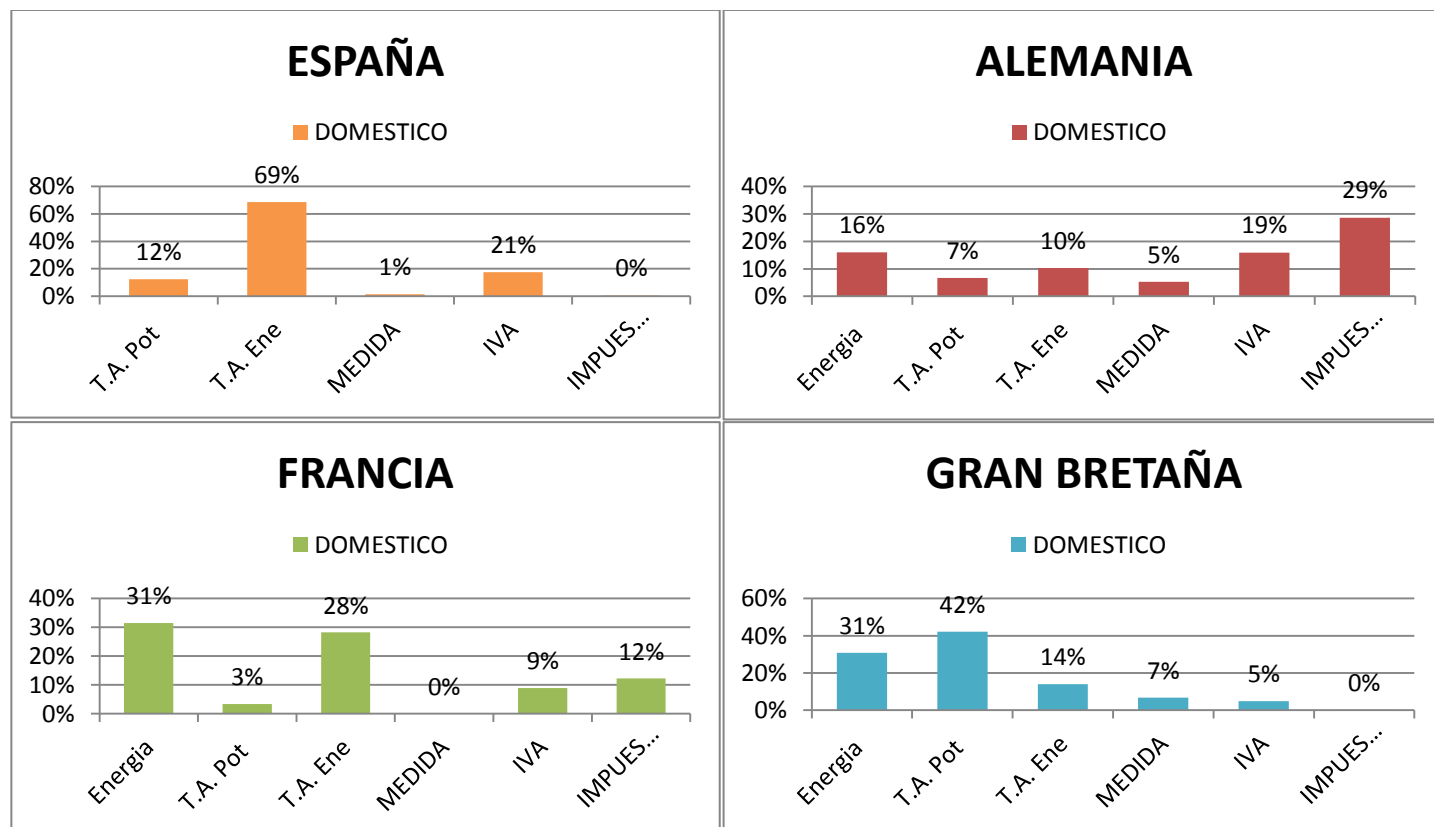


Ilustración 76; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.

En las tablas anteriores se representa el porcentaje que representa cada componente de la factura en el total de la misma.

PRECIO REGULADO:

Los precios de la tarifa están determinados por el órgano competente en cada país para fijarlos, en España lo firma el Ministerio de Industria. Es el resultado de la suma de los peajes (que retribuyen los costes regulados del sector y que fija directamente el Gobierno) y del precio de la energía, que viene determinada por la subasta en que participan los comercializadores de último recurso.

La tarifa regulada representaría la suma de los conceptos de las Tarifas de Acceso fijas (T.A. Pot) que están asociadas de carácter general con la potencia contratada, y la Tarifa de Acceso variable (T.A.Ene), que corresponden con la energía consumida en cada periodo tarifario. En España este concepto constituye más del 65% de la factura eléctrica, mientras que en Alemania solo representa casi un 20% (en este caso hemos de tener en cuenta que la componente de medición entra dentro de este concepto para el caso de Alemania y Francia). En el caso de Francia tenemos un 28% de tarifa regulada según la TURPE. Es preciso decir que en el apartado de MEDICION no hay concepto porque viene regulado por la TURPE 3 como montante regulado. En Gran Bretaña también este concepto tiene gran peso, casi el 50 % de la factura.

Si manejamos cifras absolutas, podemos decir que el país donde más caro es conectarse a red de forma domestica seria Alemania 952 €/año, donde la gran parte de la factura son concepto regulados. La más barata seria Francia con 536€/año.

Gran Bretaña ocuparía el tercer lugar. (*) Aquí debemos hacer una apreciación, el precio de la tabla de Gran Bretaña son Euros, hemos utilizado un factor de 1.23, según el cambio internacional de la Western Union. El segundo lugar lo ocupa España, más del 65% de la factura lo compone la parte regulada.

Es preciso decir que este tipo de facturación se hace para usuarios no cualificados donde se establecen grupos de montantes que engloban muchos conceptos. Así se solucionan hacen una facturación entendible para el usuario doméstico. No será así en los siguientes tarifas.

PRECIO DE LA ENERGIA

El precio de la energía es un concepto que normalmente hay que calcularlo porque no siempre viene directamente dado. En el caso de España el pago por la energía no se tiene en cuenta como tal, esto se debe que al estar acogido a la Tarifa de Último Recurso van metidos dentro de la parte regulada que se actualiza cada trimestre, en la que solo se tienen en cuenta los conceptos explicados en el capítulo 2 de este trabajo. En el caso alemán y francés (comparten mercado), tienen un único valor del precio de la energía que estará vigente para todo el año. En Francia y Gran Bretaña supone un 35%, mientras que en Alemania solo un 16%. Como se vio en el capítulo 3, Alemania tiene un sistema que pesa más la parte regulada que las demás. Es preciso añadir que los precios de la energía escogidos para Alemania y Francia están referenciados del EPEX, esto quiere decir que no son el son los precios finales, ya que EPEX no es el cliente final.

Si nos fijamos en las cifras absolutas, Francia y Alemania tienen valores similares en torno a los 158€/año, es entendible porque comparten mercado como ya hemos visto anteriormente. La energía en Gran Bretaña es más cara, esto es debido a su carácter insular, aunque mirando el esquema eléctrico del país se asemeja más a una península, el valor de la componente de Energía serían 236€/año.

IMPUESTOS

Esta parte es muy distinta en cada país, incluso en el IVA que aunque está presente en todos los sistemas eléctricos no tienen los mismos valores. El caso más extremo es Gran Bretaña que tiene el IVA reducido del 5%. El IVA más alto lo mantiene España al 21%, Impuestos indirectos (26% correspondientes al sobre la electricidad. En el caso de Canarias se aplica el IGIC, le sigue Francia con un 19.6 % de IVA, aunque en este sector lo que está regulado es que la parte fija se mantenga en IVA reducido del 5.5% y la parte variable de la factura (todo lo que tenga unidades kWh) se establece al IVA general. Después Alemania con un IVA del 19%.

El impuesto eléctrico cambia mucho en los distintos países también. Cabe destacar que los impuestos en Gran Bretaña están muy por debajo de la media europea. La participación de los impuestos y gravámenes (IVA incluido) en el precio total de la electricidad fue más baja en el Reino Unido (4,7%), como resultado de una tasa relativamente baja de IVA que se aplica al precio de base, mientras que no se añadieron otros impuestos. Los impuestos en Alemania son altos comparados con el resto de sistemas de este estudio, este tipo de impuestos (igual que los municipales en Alemania) dependen de que población tenga el municipio donde resida la dirección del suministro. En el caso de Francia, los impuestos suponen 23% aproximadamente, incluso teniendo el IVA dividido en dos partes tiene un peso considerable.

6.2.2) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO INDUSTRIAL DE BAJA TENSION

La mayoría del tejido empresarial de las pequeñas y medianas empresas e industrias están representadas en este sector tarifario. También las naves de polígonos industriales con maquinaria que pueda funcionar a 380 V. Repostería con extensiones de más de 120 metros cuadrados, Iglesias, museos, e incluso Alumbrado público para centros de mando con gran cantidad de luminarias.

La tarifa eléctrica más alta para un consumidor eléctrico conectado al suministro de Baja Tensión es Alemania, con un precio anual de 70.834€.

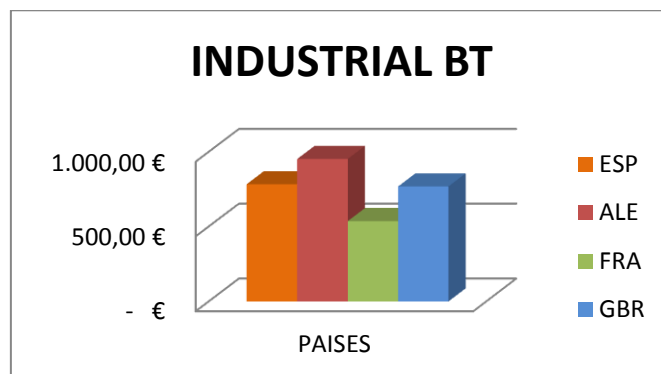


Ilustración 77; Coste anual de la factura para Cliente Industrial en Baja Tensión. Elaboración propia.

El sector eléctrico con mayor precio para un consumidor industrial conectado en red de Baja Tensión es Alemania, con un valor de 70.834€ En segundo lugar se encuentra España con una facturación final de 68.660€, seguido por Francia con un montante de 38.076 € y el más barato es Gran Bretaña con una facturación de 34.919 € al año.

PAISES	CONSUMIDOR	FACT TOTAL	Precio Ene (€)	T.A. Pot (€)	T.A. Ene(€)	MEDIDA	IVA	IMPUESTOS
ESP	3.0 A	68.660,95 €	33.207,13 €	3.399,55 €	16.603,56 €	179,64 €	11.916,36 €	2.698,70 €
DEU	BT	70.834,44 €	14.382,98 €	5.567,00 €	3.688,81 €	50,49 €	11.309,70 €	35.781,46 €
FRA	BT	38.076,58 €	14.213,77 €	4.458,63 €	6.637,36 €	44,40 €	6.008,19 €	6.094,23 €
GBR(*)	BT	34.919,22 €	29.810,46 €	3.036,56 €	3.014,40 €	51,10 €	1.931,27 €	51,02 €

Ilustración 78; Desglose de la factura por país del Cliente Industrial en Baja Tensión. Elaboración propia.

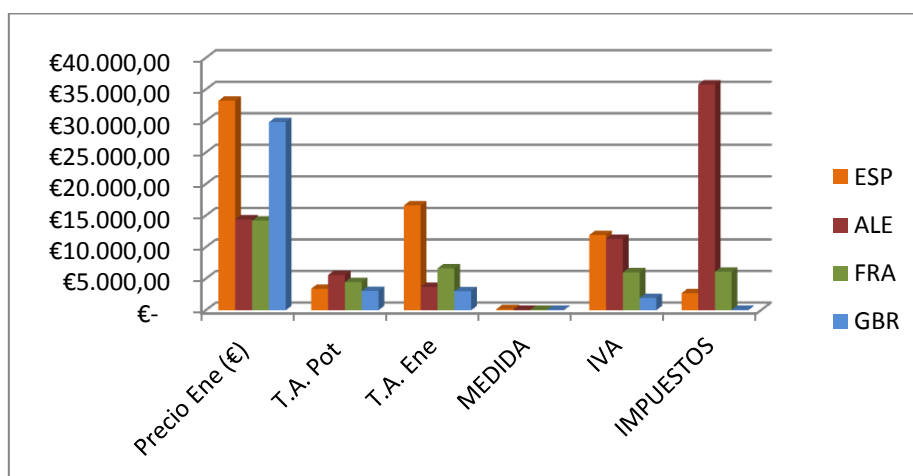


Ilustración 79; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Industrial en Baja Tensión. Elaboración propia.

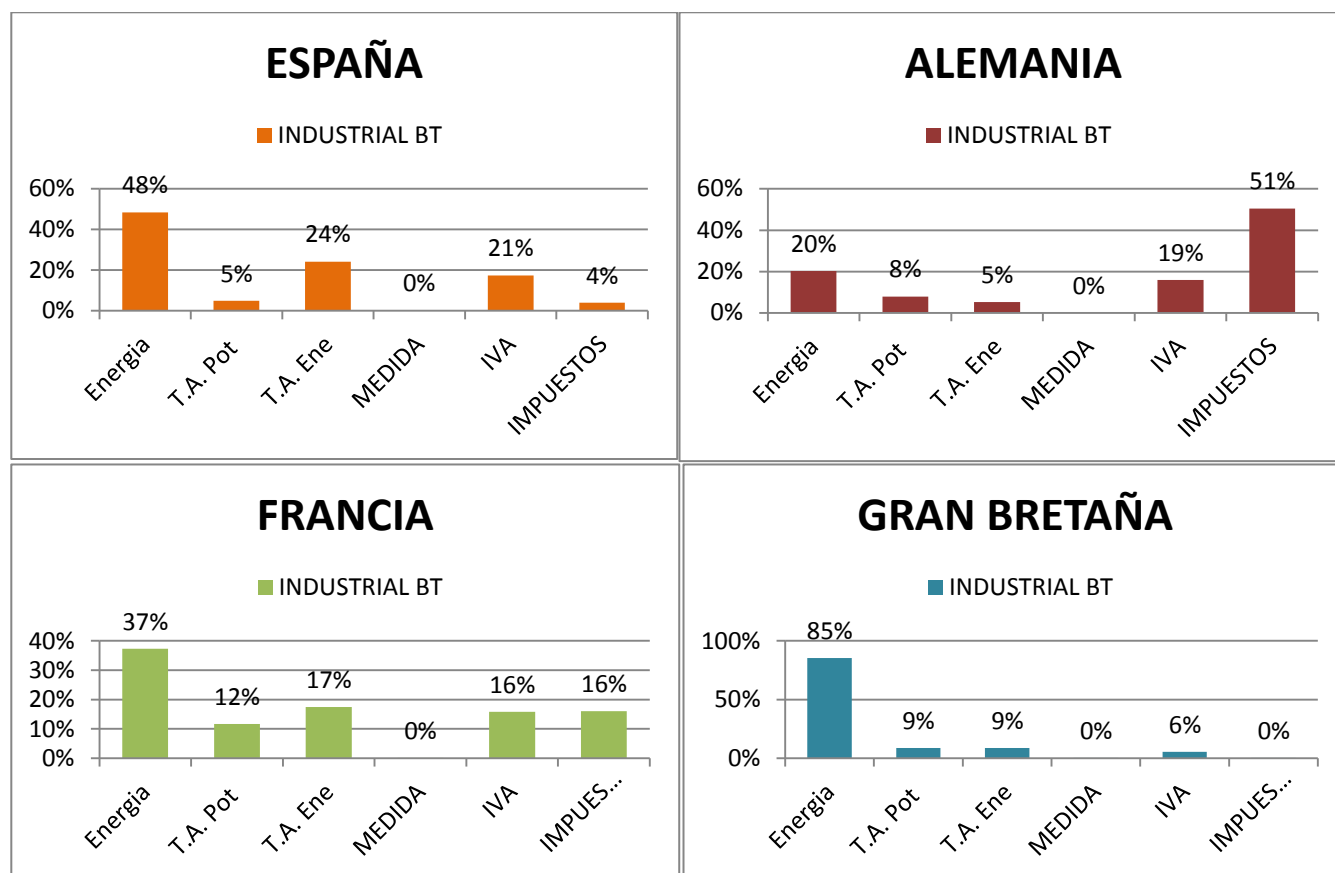


Ilustración 80; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.

PRECIO REGULADO:

El porcentaje más alto de la parte regulada de la tarifa eléctrica para el cliente industrial en Baja Tensión está en el sistema francés, casi un 29% de la factura eléctrica. Le sigue España con un carga regulada del mismo entorno, un 25% de la facturación total. Aunque en términos absolutos, donde encontramos el mayor montante es en España con 20.003,11€ /año. El siguiente en escalafón es Francia con 11.095,99 €/año. Como se puede apreciar es prácticamente la mitad del valor que se facturaría en España. En términos de acceso a red, Alemania se sitúa en un cómodo tercer lugar, seguido muy de cerca por Gran Bretaña. En el primero supone un porcentaje en su factura del 12%, mientras que en el segundo se establecería un 17% aproximadamente.

Ahora bien, analizando de forma separada la parte del peaje de acceso fija y la variable (potencia y energía) vemos que hay cambios muy significativos. En 2012, los precios fijos suelen ser más bajos que los precios de la parte de energía del peaje, éste a su vez puede ser diferente para el momento del día. De esta forma se pueden establecer métodos de optimización para que la industria funcione en los periodos de menos coste regulado, siempre que sea posible.

PRECIO DE LA ENERGIA

Analizando el grafico de España, podemos observar que para un consumidor industrial casi la mitad de la tarifa eléctrica supone el concepto del pago de la energía consumida. En países que comparten operador del mercado, como Alemania y Francia el precio de la energía es muy similar, pero sin embargo el porcentaje que representa en la factura que ve el cliente industrial de Baja Tensión es muy diferente, por un lado, Alemania que supone de su factura un 20%, mientras que en Francia tenemos un porcentaje que llega al 37%. En ambos países la electricidad es más barata que en Reino Unido y España, cuyo precio es mucho más alto. Es preciso decir que el precio de la energía en sistemas muy bien conectados (Centro Europa) suelen tener precios de energía menores que los países peninsulares o insulares (Bretaña y España).

D acuerdo a los resultados obtenidos la energía más cara para este estudio de baja tensión es la española.

IMPUESTOS

La fiscalidad mayor se encuentra en Alemania, donde, como ya hemos visto, tienen una carga impositiva muy alta. Representa un 62% en su facturación, con 35.781,46 €/año. Francia lo sigue con una carga impositiva alrededor del 30%, con una facturación de unos 12.120€/año. En tercera posición queda España, aunque el IVA es el mayor de todos los países (21%, frente al 19% de Alemania y Francia, o el 5% de Gran Bretaña) no supone en impuestos estar en la primera posición. El impuesto eléctrico es más bajo que en Alemania y Francia, por lo que pondera a la baja. El “paraíso fiscal” en cuanto a la electricidad es Gran Bretaña, su cara fiscal en IVA es reducida y la de otros impuestos tiene una consideración relativa si la comparamos con los diferentes países de este proyecto.

6.2.3) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO INDUSTRIAL DE ALTA TENSION

Recordemos que los clientes acogidos a esta tarifa suelen ser Industrias conectadas en redes de Alta Tensión (distribución) con consumos altos de energía y con diferenciación horaria. Son industrias de tamaño moderado con potencia contratada de 800 kVA y con consumos de 5000MWh cada año. Industrias como algunas plantas embotelladoras, plantas de residuos urbanos pequeñas o plantas de tratamiento de agua suelen estar acogidas a esta tarifa.

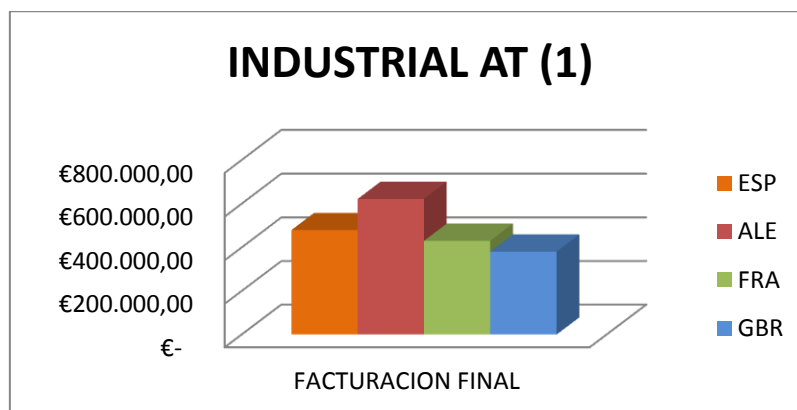


Ilustración 81; Coste anual Cliente Consumidor Industrial pequeño conectado en Alta Tensión. Elaboración propia.

El sector eléctrico con mayor precio para un consumidor industrial conectado en red de Alta Tensión es Alemania, con un valor de 621.781,94 €. En segundo lugar se encuentra España con una facturación final de 479.687,04 €, seguido por Francia con un montante de 430.482,57 € y el más barato es Gran Bretaña con una facturación de 381.030,75 € al año.

PAIS	CONSUM	FACT TOTAL	Energía (€/kWh)	T.A. Pot (€)	T.A. Ene(€)	MEDIDA	IVA	IMPUESTOS
ESP	6.1	479.687,04 €	285.162,18 €	3.107,83 €	91.806,05 €	311,00 €	100.734,28 €	19.247,85 €
DEU	AT (1)	621.781,94 €	159.750,000 €	34.398,00 €	19.500,00 €	1.732,83 €	99.276,11 €	306.187,50 €
FRA	AT (1)	430.482,57 €	210.000,00 €	18.414,80 €	27.622,20 €	14.222,88 €	70.218,09 €	90.004,60 €
GBR(*)	AT (1)	381.030,75 €	285.162,18 €	24.964,25 €	17.732,31 €	550,10 €	18.144,32 €	30.811,49 €

Ilustración 82; Desglose de la factura por país del Cliente Industrial pequeño en Alta Tensión. Elaboración propia.

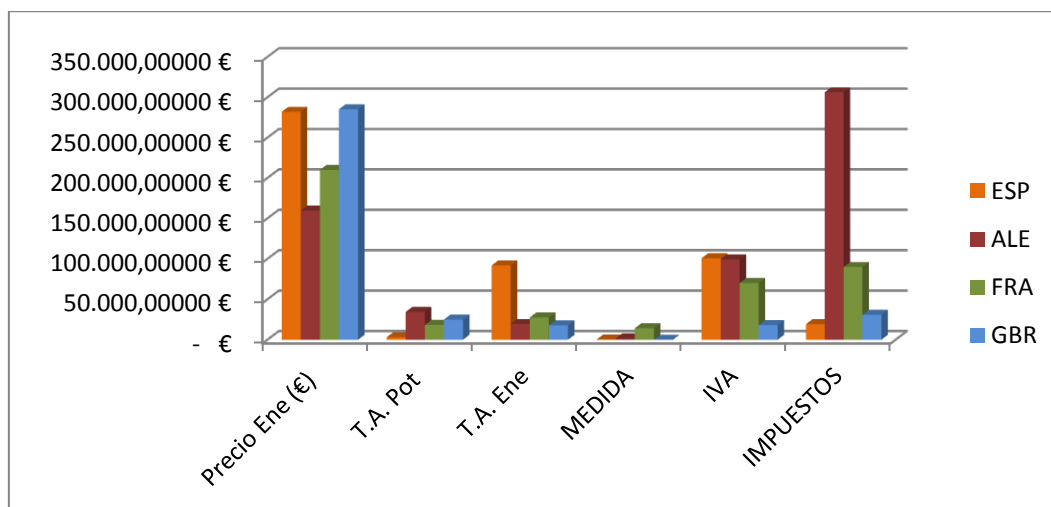


Ilustración 83; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Industrial pequeño en Alta Tensión. Elaboración propia.

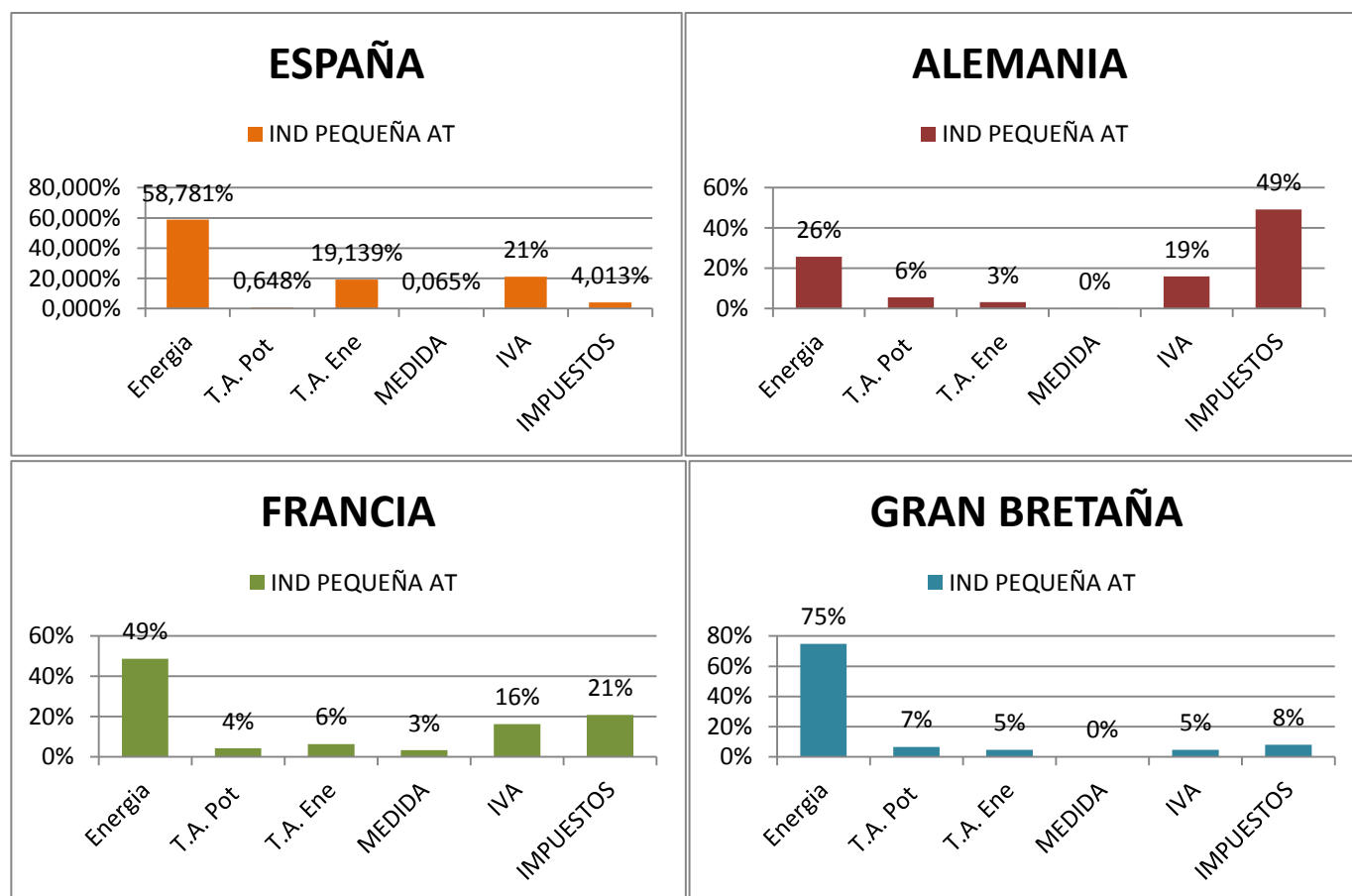


Ilustración 84; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.

PRECIO REGULADO:

El sector que menos recauda en este concepto es Gran Bretaña unos 42.696 € cada año, esto representa en la factura inglesa un 12% aproximadamente. El sector francés recauda más por este concepto, unos 46.500€ al año, suponiendo en la factura el entorno al 10%.

El español es el sector que más recauda en este concepto, unos 94.430 € cada año, esto incurre en un porcentaje del 20 %, siendo la parte de energía la más gravada. En Alemania este concepto tendría un valor de 53.898 € cada año. Recordemos que la parte regulada cubre costes muy distintos en cada país.

La parte regulada de energía más cara es la del sector español con una contribución de 91.806,05 €, que correspondería a un 20% de la factura total. El concepto de la tarifa regulada de la energía menor es el británico, con 17.732,31 € que supone un 5% del total. Es importante mencionar que, para el año 2012, tiene un término de energía más barato que el de potencia, 24.964,25 € le supone el 7%, dos puntos por encima. En Alemania pasa exactamente lo mismo, el montante de tarifa de acceso en su término de potencia, 34.398,00 €, es más caro que el de energía 19.500,00 €, supone un 6% mientras que el de energía es la mitad en porcentaje 3%.

La medición es algo que cambia mucho en función del país. El sector donde más cuesta este concepto es Francia donde llegas a pagar al mes 1.180 €, representa así un 3%, casi es igual

que lo que se paga por el término de potencia de ese país. En España se cobra por debajo de la media europea los alquileres del equipo de medida, supone un 0.065% en la factura.

PRECIO DE LA ENERGIA

Los precios de la energía son, en general, de lo que está formada mayoritariamente la factura en este dominio de tensión. Cabe destacar que es Alemania donde tiene un peso tan solo del 26% en su factura, 159.750 Euros. Y teniendo la energía más barata de los cuatro países, sin embargo a nivel global, los alemanes son los que más pagan por el recibo de la luz.

Es en Gran Bretaña donde más valioso es el coste de la energía, con una facturación de 285.162,18 €, que representa el 75% del coste total. A los españoles la energía también la pagan cara 285.162,18 €, lo que les supone un 58% en el cómputo global. El caso intermedio es el francés, que tiene una energía con un precio de 210.000,00 €, con una repercusión en la factura del 49%.

IMPUESTOS

Una vez más, los alemanes tienen los impuestos más altos entre los países de este estudio. Gravan un valor de 306.187,50 €, sin contar el IVA que es de 99.276,11 € al año, esto supone que los impuestos son el 49% de la factura eléctrica. Los ingleses por su parte tienen una carga impositiva muchísimo menor, recaudando así 30.811,49 € y en el concepto del IVA recaudan 18.144,32 €, ambas suponen unos porcentajes de 8% y un 5% respectivamente.

En impuestos que no son el IVA (eléctrico, por ejemplo), España es el país que menos carga fiscal tiene, recaudando así 19.247,85 €, supone tan solo un 5% de la facturación total. En Francia por impuestos que no son el IVA se recaudan 90.004,60 €, representa un 21% de la factura, mientras que con el IVA solo se recauda el 16% (recordemos que son dos partes del IVA, por una parte el reducido para todos los términos fijos, y por la otra el general, los de energía)

6.2.4) COMPARACION DE TARIFAS PARA USUARIO INDUSTRIAL DE ALTA TENSION

Esta es la tarifa más alta en el escalafón de dominio de tensión, se conecta a muy alta tensión en redes de transporte normalmente propiedad del transportista. Los clientes tipo que suelen acogerse a este tipo de tarifas son las grandes industrias, como la del papel, cementeras, acerera. También suele darse los grandes consumidores de energía como puede ser la Red Nacional de Ferrocarril.

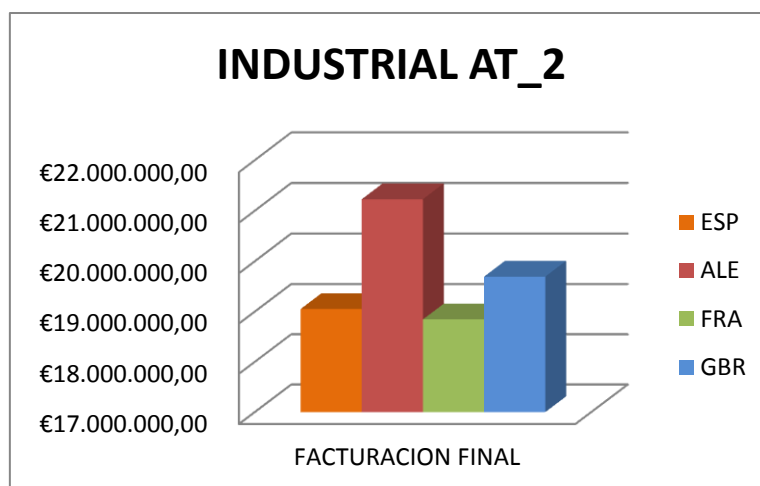


Ilustración 85; Coste anual Cliente Consumidor Industrial grande conectado en Alta Tensión. Elaboración propia.

El sector eléctrico con mayor precio para un consumidor industrial conectado en red de Alta Tensión es Alemania, con un valor de 21.227.754,62 €. En segundo lugar se encuentra Gran Bretaña con una facturación final de 19.696.576,77 €, seguido por España con un montante de 19.052.326,55 € y el más barato es Francia con una facturación de 18.845.633,49 € al año.

PAISES	CONSUMIDOR	FACT TOTAL	Energía	T.A. Pot (€)	T.A. Ene(€)	MEDIDA	IVA	IMPUESTOS
ESP	6.4 No Optim	19.052.326,55 €	14.134.230,23 €	68.248,21 €	777.859,18 €	311,00 €	4.000.988,58 €	765.075,80 €
	6.4 Optim	16.886.489,44 €	12.627.892,89 €	279.457,25 €	369.695,20 €	311,00 €	3.546.162,78 €	678.731,06 €
DEU	MAT	21.227.754,62 €	10.650.000,00 €	722.825,00 €	330.625,00 €	7.236,76 €	3.389.305,36 €	5.404.487,50 €
	MAT con Exenc	14.066.513,12 €	5.325.000,00 €	361.412,50 €	165.312,50 €	3.618,38 €	1.694.652,68 €	2.702.243,75 €
FRA	MAT	18.845.633,49 €	10.500.000,00 €	231.587,91 €	347.381,86 €	3.140,28 €	3.264.000,14 €	4.500.001,26 €
GBR(*)	MAT	19.696.576,77 €	14.823.351,75 €	904.954,13 €	886.615,50 €	399.227,06 €	937.932,23 €	37.548,49 €

Ilustración 86; Desglose de la factura por país del Cliente Industrial grande en Alta Tensión. Elaboración propia.

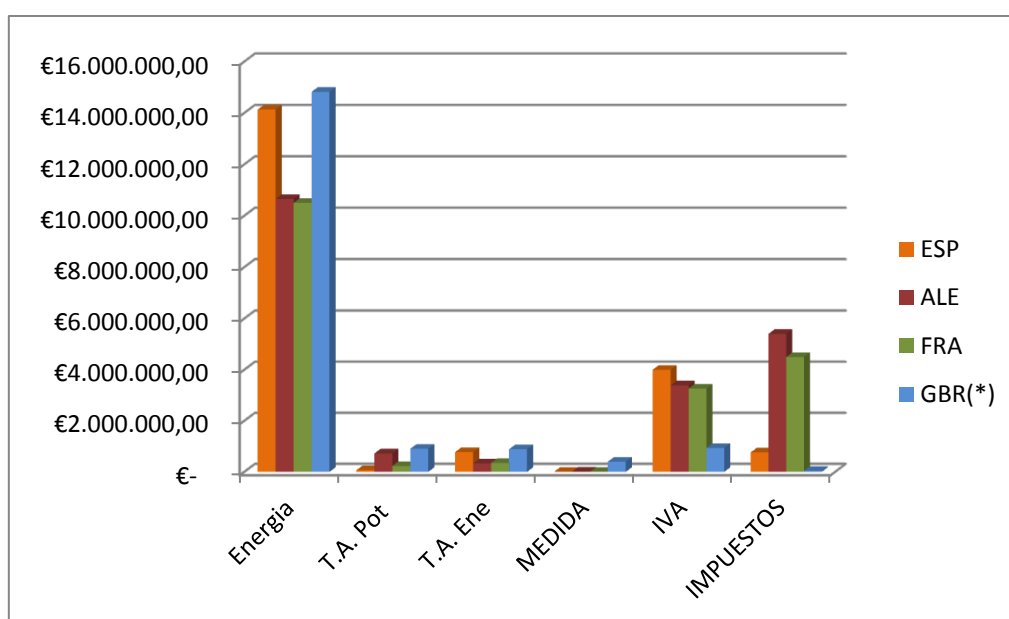


Ilustración 87; Comparativa de coste por concepto en cada país del Cliente Industrial grande en Alta Tensión. Elaboración propia.

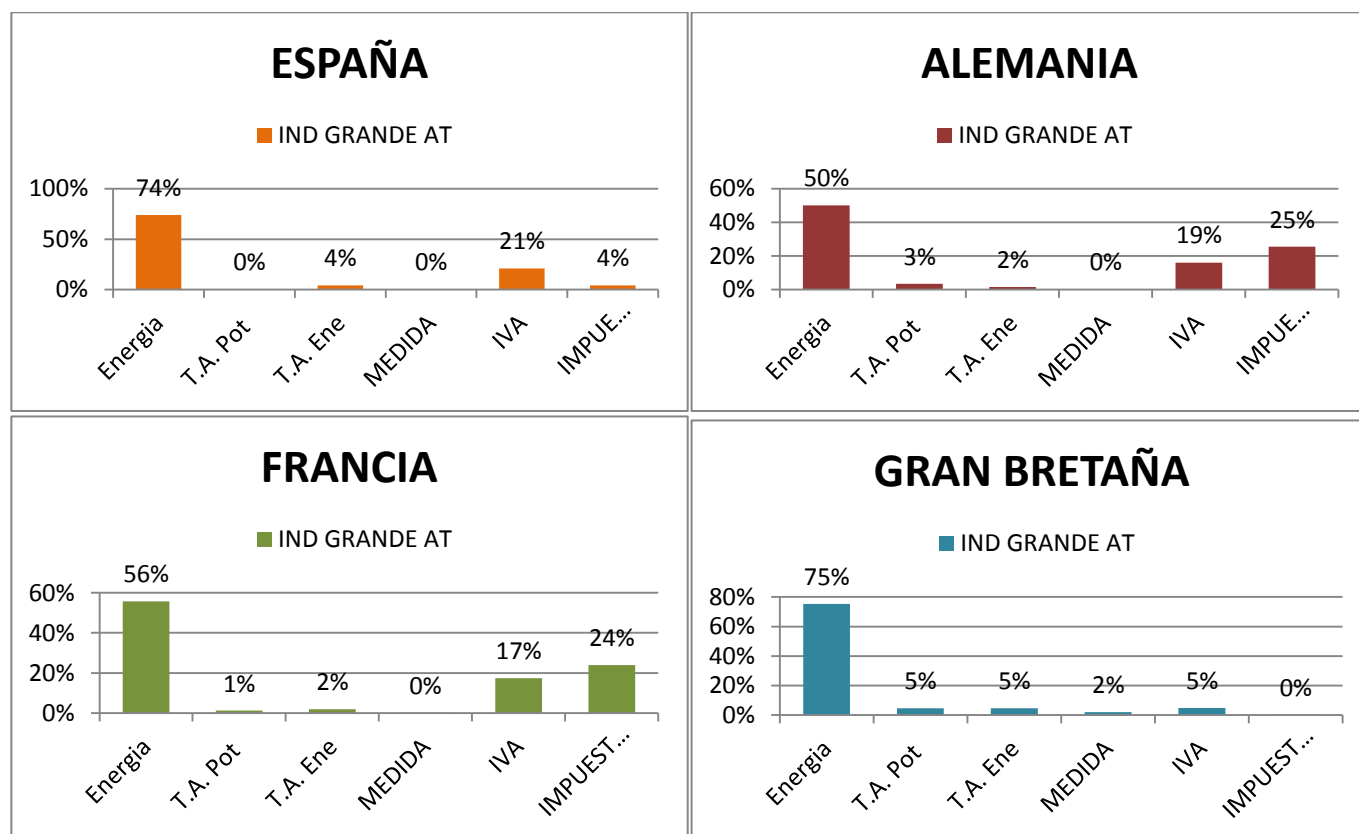


Ilustración 88; Comparativa del porcentaje de cada concepto de la factura en cada país. Elaboración propia.

PRECIO REGULADO:

A medida que hemos ido subiendo el dominio de tensión la parte regulada ha ido perdiendo peso en el porcentaje general de la tarifa. Como se pueden ver en los gráficos anteriores, parece meramente representativo, aunque como veremos a continuación son cantidades ingentes de dinero.

El caso más favorable en el sentido de las tarifas acceso reguladas es Francia con un montante que rebasa el medio millón de euros, incurriendo en un porcentaje del 3%. Sin embargo el caso más caro quedaría en Gran Bretaña. Las reguladas siguen teniendo un esquema similar a la tarifa anterior.

El sector eléctrico Español recauda cerca de 848.451 € al año en concepto de tarifas de acceso, lo que supone un 5% total. El sector francés recauda 578.829€ por año en esta factura, les supone el 3% global. En el caso alemán, se sigue gravando con más fuerza la tarifa de potencia que la de energía, se consiguen recaudar algo más de un millón de euros por ambos conceptos.

PRECIO DE LA ENERGIA

Comparando los precios entre los países, España se sitúa entre los que tienen una electricidad cara cuando se trata de pequeños consumidores industriales, y entre los países que tienen una

electricidad barata cuando se trata de grandes consumidores industriales. La evolución de los precios en España es, comparativamente, perjudicial para los pequeños consumidores industriales y, en general, para la competitividad de todas las pymes

COMPARACION ENTRE SISTEMAS OPTIMIZADOS

En España la única forma de optimizar la factura es hacer cálculos para repartir la potencia contratada en los distintos periodos tarifarios de tal forma que, se consuma en aquellos periodos que los términos de potencia y energía son más baratos. Además, si se pueden hacer previsiones del precio del mercado también se puede optimizar.

PAISES	CONSUM	FACT TOTAL	Energía	T.A. Pot	T.A. Ene	MEDIDA	IVA	IMPUESTOS
ESP	sin Optim	19.052.326,55	14.134.230,23 €	68.248€	777.859 €	311,00 €	4.000.988	765.075,80 €
	Optim	16.886.489,44	12.627.892,89 €	279.457€	369.695 €	311,00 €	3.546.162	678.731,06 €

Ilustración 89; Desglose Tarifa 6.4 (España). Elaboración propia.

Aquí podemos observar cómo se reduce la factura después de hacer una optimización en el mercado Español. Los cálculos se encuentran detallados en la hoja "Cap_2_ESP_Hoja_AT-Optim"

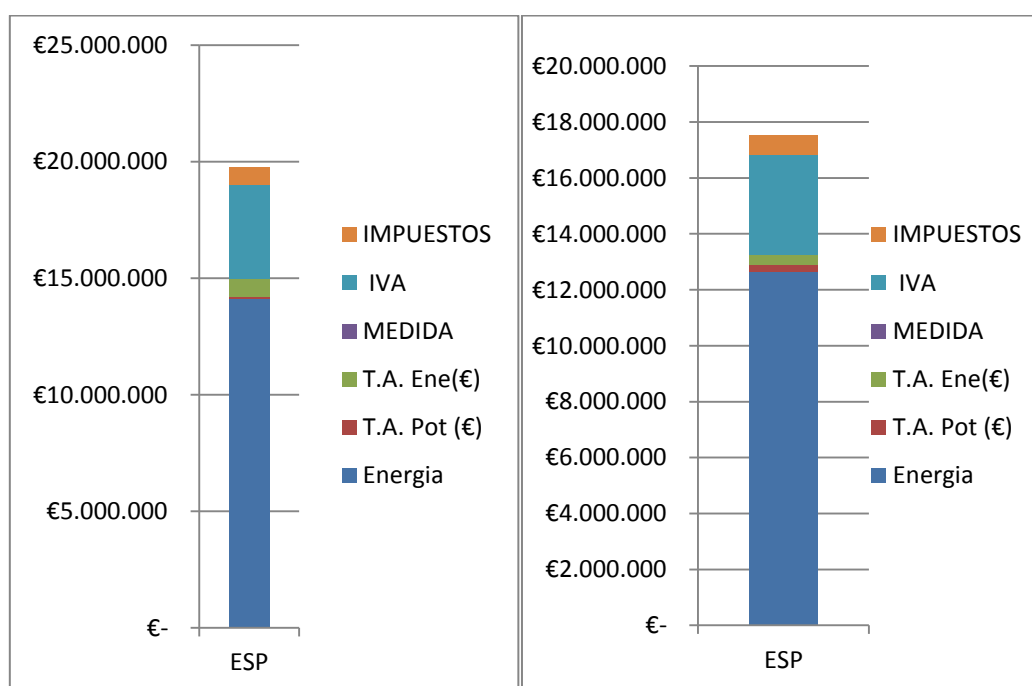


Ilustración 90; Distribución Tarifa 6.4, optimizada a la derecha, no optimizada a la izquierda. Elaboración propia.

Se puede ahorrar casi 3 millones de euros al año tomando las medidas pertinentes, siempre que la industria permita arrancar y parar con más o menos mayor libertad. Como vemos en el gráfico, aumentamos el concepto de tarifa acceso de Potencia cuando lo optimizamos y el de energía lo bajamos significativamente.

En Alemania, los grandísimos consumidores tienen acuerdos bajo mesa, totalmente opacos donde se hacen descuentos de hasta el 50% en la factura total de la electricidad. Los conceptos se exponen en la siguiente tabla;

PAISES	CONSUM	FACT TOTAL	Energía	T.A. Pot	T.A. Ene	MEDIDA	IVA	IMPUESTOS
DEU	No Exent	21.227.754,62 €	10.650.000 €	722.825 €	330.625 €	7.236,76 €	3.389.305,36	5.404.487,50 €
	Exent	14.066.513,12 €	5.325.000,00 €	361.412,50 €	165.312,50 €	3.618,38 €	1.694.652,68	2.702.243,75 €

Ilustración 91; Desglose de la tarifa del Gran Consumidor (Alemania). Elaboración propia.

Estos dos clientes, uno en España aplicando la optimización de la tarifa 6.4, y otro muy similar en Alemania pueden ser comparados en un entorno común.

En concepto general, la tarifa eléctrica alemana con la deducción del 50% es mucho más competitiva para las empresas. El coste de facturación pasa de 21 millones de euros a 14 millones de euros, de tal forma que, la comparativa con el sector español que antes de optimizar la factura pagaba 19 millones de euros, después de la optimización, que insisto no todas las industrias tienen la flexibilidad e para producción.

El concepto de la tarifa regulada es la que, en España, hemos modificado. Consiguiendo cambiar los 800 mil € por 650 mil euros en concepto de tarifa. Aun así, en Alemania como se ha reducido de forma global al 50% el concepto de tarifa regulada siendo ahora de medio millón de euros. El sistema que más ventajas ofrece en este dominio de tensión y con la deducción del 50% es el sistema alemán.

CONCLUSION FINAL

Hemos podido comprobar según los datos obtenidos que el sector más caro es Alemania en cómputo global, salvo que se trate de un consumidor Industrial con exenciones. En este último caso la oferta alemana es tremendamente atractiva.

En segundo puesto de sector más caro para establecer un cliente genérico es España, para las tarifas con dominios de tensión bajos los conceptos de las tarifas de acceso son gran parte de la factura eléctrica. A medida que aumentamos el dominio de tensión, la carga no aumenta de la misma forma (aumenta menos). El precio de la energía es alto al compararlo con los demás mercados europeos, los países con la energía más barata son Francia y Alemania. Quizá su posición central en Europa influya más en ese aspecto.

En tercer lugar se encuentra Reino Unido, con una política fiscal baja en comparación con otros mercados eléctricos. La parte regulada es amplia en casi todas las tarifas y con precio de la energía en general alto.

En el último puesto, Francia con el precio de la energía baja y la política fiscal menos gravosa que la alemana es capaz de ser el sector, donde por media, la energía sale más barata.

En cuanto a la forma de facturación los conceptos de energía, España y Francia tienen posibilidad de discriminación horaria, hemos visto que en España se puede ahorrar hasta un 25% en el coste final de la factura eléctrica. Además en ambos sistemas eléctricos se permite una discriminación horaria a todos los niveles de tensión. En Alemania y Gran Bretaña no existe esa opción. En los sectores eléctricos donde sí hay discriminación, el usuario final tiene la opción de optimizar su factura eléctrica y así reducir el coste final de la factura.

Es importante decir que la optimización horaria de una factura no se puede dar en todas las industrias puesto que las horas valle, punta y llano se establecen (por ejemplo en España) de forma alternativa, como viene en el capítulo 2, y no siempre es posible parar una producción dos horas, y luego volver a continuar. También hay que precisar los costes de personal, normalmente la energía es más barata cuando menos se consume (por la noche), y los sueldos van acorde con el requisito de nocturnidad.